IEC 61000-4-30

Edition 2.0 2008-10

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

BASIC EMC PUBLICATION

PUBLICATION FONDAMENTALE EN CEM

Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods

Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

IEC 61000-4-30:2008

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2008 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.
If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.
Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembé
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

The IEC on-line Catalogue enables you to search by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,…). It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details twice a month all new publications released. Available on-line and also by email.

- Electropedia: www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:
Email: csc@iec.ch
Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,…). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille deux fois par mois les nouvelles publications parues. Disponible en-ligne et aussi par email.

- Electropedia: www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:
Email: csc@iec.ch
Tél.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

IEC 61000-4-30

Edition 2.0 2008-10

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

BASIC EMC PUBLICATION

PUBLICATION FONDAMENTALE EN CEM

Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods

Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

COMMISSION ELECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

PRICE CODE XB
CODE PRIX

ICS 33.100.99

ISBN 2-8318-1002-0

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission
® Marque déposée de la Commission Electrotechnique Internationale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

CONTENTS

FOREWORD 4
INTRODUCTION 6
1 Scope 7
2 Normative references 7
3 Terms and definitions 8
4 General 12
4.1 Classes of measurement methods 12
4.2 Organization of the measurements 13
4.3 Electrical values to be measured 13
4.4 Measurement aggregation over time intervals 14
4.5 Measurement aggregation algorithm 14
4.5.1 Requirements 14
4.5.2 150/180 cycle aggregation 14
4.5.3 10 min aggregation 15
4.5.4 2 hour aggregation 18
4.6 Real time clock (RTC) uncertainty 18
4.7 Flagging concept 18
5 Power quality parameters 19
5.1 Power frequency 19
5.1.1 Measurement method 19
5.1.2 Measurement uncertainty and measuring range 19
5.1.3 Measurement evaluation 19
5.1.4 Aggregation 19
5.2 Magnitude of the supply voltage 20
5.2.1 Measurement method 20
5.2.2 Measurement uncertainty and measuring range 20
5.2.3 Measurement evaluation 20
5.2.4 Aggregation 20
5.3 Flicker 20
5.3.1 Measurement method 20
5.3.2 Measurement uncertainty and measuring range 20
5.3.3 Measurement evaluation 21
5.3.4 Aggregation 21
5.4 Supply voltage dips and swells 21
5.4.1 Measurement method 21
5.4.2 Detection and evaluation of a voltage dip 22
5.4.3 Detection and evaluation of a voltage swell 22
5.4.4 Calculation of a sliding reference voltage 23
5.4.5 Measurement uncertainty and measuring range 23
5.4.6 Aggregation 24
5.5 Voltage interruptions 24
5.5.1 Measurement method 24
5.5.2 Evaluation of a voltage interruption 24
5.5.3 Measurement uncertainty and measuring range 25
5.5.4 Aggregation 25
5.6 Transient voltages 25

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.7 Supply voltage unbalance 25
5.7.1 Measurement method 25
5.7.2 Measurement uncertainty and measuring range 26
5.7.3 Measurement evaluation 26
5.7.4 Aggregation 26
5.8 Voltage harmonics 26
5.8.1 Measurement method 26
5.8.2 Measurement uncertainty and measuring range 27
5.8.3 Measurement evaluation 27
5.8.4 Aggregation 27
5.9 Voltage interharmonics 27
5.9.1 Measurement method 27
5.9.2 Measurement uncertainty and measuring range 28
5.9.3 Measurement evaluation 28
5.9.4 Aggregation 28
5.10 Mains signalling voltage on the supply voltage 28
5.10.1 Measurement method 28
5.10.2 Measurement uncertainty and measuring range 29
5.10.3 Measurement evaluation 29
5.10.4 Aggregation 29
5.11 Rapid Voltage Changes (RVC) 29
5.12 Measurement of underdeviation and overdeviation parameters 29
5.12.1 Measurement method 29
5.12.2 Measurement uncertainty and measuring range 30
5.12.3 Aggregation 30
6 Range of influence quantities and steady-state verification 30
6.1 Range of influence quantities 30
6.2 Steady-state performance verification 32
Annex A (informative) Power quality measurements – Issues and guidelines 34
Annex B (informative) Power quality measurement – Guidance for applications 47
Annex C (informative) Guidance on instruments 59
Bibliography 62

Figure 1 – Measurement chain 13
Figure 2 – Synchronization of aggregation intervals for Class A 15
Figure 3 – Synchronization of aggregation intervals for class S: parameters for which gaps are not permitted 16
Figure 4 – Synchronization of aggregation intervals for class S: parameters for which gaps are permitted (see 4.5.2) 17
Figure 5 – Example of supply voltage unbalance uncertainty 26
Figure A.1 – Frequency spectrum of typical representative transient test waveforms 40

Table 1 – Influence quantity range 31
Table 2 – Uncertainty steady-state verification for class A and class S 33
Table C.1 – Summary of requirements 60

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

_____

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –

Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods

FOREWORD

1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61000-4-30 has been prepared by subcommittee 77A: Low-frequency phenomena, of IEC technical committee 77: Electromagnetic compatibility.

This standard forms part 4-30 of IEC 61000. It has the status of a basic EMC publication in accordance with IEC Guide 107.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 2003. This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition.

– Adjustments, clarifications, and corrections to class A and class B measurement methods.
– A new category, class S, intended for survey instruments, has been added.
– A new Annex C gives guidance on instruments.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
77A/660/FDIS	77A/666/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts of the IEC 61000 series, under the general title *Electromagnetic compatibility (EMC)*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "http://webstore.iec.ch" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

INTRODUCTION

IEC 61000 is published in separate parts according to the following structure:

Part 1: General

General considerations (introduction, fundamental principles)

Definitions, terminology

Part 2: Environment

Description of the environment

Classification of the environment

Compatibility levels

Part 3: Limits

Emission limits

Immunity limits (in so far as they do not fall under the responsibility of the product committees)

Part 4: Testing and measurement techniques

Measurement techniques

Testing techniques

Part 5: Installation and mitigation guidelines

Installation guidelines

Mitigation methods and devices

Part 6: Generic standards

Part 9: Miscellaneous

Each part is further subdivided into several parts, published either as International Standards or as Technical Specifications or Technical Reports, some of which have already been published as sections. Others will be published with the part number followed by a dash and completed by a second number identifying the subdivision (example: IEC 61000-6-1).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –

Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods

1 Scope

This part of IEC 61000-4 defines the methods for measurement and interpretation of results for power quality parameters in 50/60 Hz a.c. power supply systems.

Measurement methods are described for each relevant parameter in terms that give reliable and repeatable results, regardless of the method's implementation. This standard addresses measurement methods for *in situ* measurements.

Measurement of parameters covered by this standard is limited to voltage phenomena that can be conducted in a power system. The power quality parameters considered in this standard are power frequency, magnitude of the supply voltage, flicker, supply voltage dips and swells, voltage interruptions, transient voltages, supply voltage unbalance, voltage harmonics and interharmonics, mains signalling on the supply voltage and rapid voltage changes. Depending on the purpose of the measurement, all or a subset of the phenomena on this list may be measured.

NOTE 1 Information about current parameters may be found in A.3 and A.5.

This standard gives measurement methods and appropriate performance requirements, but does not set thresholds.

The effects of transducers inserted between the power system and the instrument are acknowledged but not addressed in detail in this standard. Precautions on installing monitors on live circuits are addressed.

NOTE 2 Some guidance about effects of transducers may be found in IEC 61557-12.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60050-161, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 61000-2-2:2002, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*

IEC 61000-2-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-4: Environment – Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances*

IEC 61000-3-8, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 8: Signalling on low-voltage electrical installations – Emission levels, frequency bands and electromagnetic disturbance levels*

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

IEC 61000-4-4:2004, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-4: Testing and measurement techniques – Electrical fast transient/burst immunity test*

IEC 61000-4-7:2002, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*

Amendment 1 (2008)

IEC 61000-4-15, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications*

IEC 61180 (all parts), *High-voltage test techniques for low voltage equipment*

3 Terms and definitions

For the purpose of this document, the definitions of IEC 60050-161, as well as the following, apply.

3.1
channel
individual measurement path through an instrument

NOTE "Channel" and "phase" are not the same. A voltage channel is by definition the difference in potential between 2 conductors. Phase refers to a single conductor. On polyphase systems, a channel may be between 2 phases, or between a phase and neutral, or between a phase and earth, or between neutral and earth.

3.2
Coordinated Universal Time
UTC
time scale which forms the basis of a coordinated radio dissemination of standard frequencies and time signals. It corresponds exactly in rate with international atomic time, but differs from it by an integral number of seconds.

NOTE 1 Coordinated universal time is established by the International Bureau of Weights and Measures (BIPM) and the International Earth Rotation Service (IERS).

NOTE 2 The UTC scale is adjusted by the insertion or deletion of seconds, so called positive or negative leap seconds, to ensure approximate agreement with UT1.

[IEV 713-05-20]

3.3
declared input voltage
$\boldsymbol{U_{din}}$
value obtained from the declared supply voltage by a transducer ratio

3.4
declared supply voltage
$\boldsymbol{U_c}$
declared supply voltage U_c is normally the nominal voltage U_n of the system. If, by agreement between the supplier and the customer, a voltage different from the nominal voltage is applied to the terminal, then this voltage is the declared supply voltage U_c

3.5
dip threshold
voltage magnitude specified for the purpose of detecting the start and the end of a voltage dip

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.6
flagged data
data that has been marked to indicate that its measurement or its aggregation may have been affected by interruptions, dips, or swells

NOTE Flagging enables other methods that may prevent a single event from being counted as several different types of events. Flagging is supplemental information about a measurement or aggregation. Flagged data is not removed from the data set. In some applications, flagged data may be excluded from further analysis but in other applications, the fact that data was flagged may be unimportant. The user, application, regulation, or other standards determine the use of flagged data. See 4.7 for further explanation.

3.7
flicker
impression of unsteadiness of visual sensation induced by a light stimulus whose luminance or spectral distribution fluctuates with time

[IEV 161-08-13]

3.8
fundamental component
component whose frequency is the fundamental frequency

[IEV 101-14-49, modified]

3.9
fundamental frequency
frequency in the spectrum obtained from a Fourier transform of a time function, to which all the frequencies of the spectrum are referred

[IEV 101-14-50, modified]

NOTE In case of any remaining risk of ambiguity, the fundamental frequency may be derived from the number of poles and speed of rotation of the synchronous generator(s) feeding the system.

3.10
harmonic component
any of the components having a harmonic frequency

[IEC 61000-2-2:2002, 3.2.4, modified]

NOTE Its value is normally expressed as an r.m.s. value. For brevity, such component may be referred to simply as a harmonic.

3.11
harmonic frequency
frequency which is an integer multiple of the fundamental frequency

NOTE The ratio of the harmonic frequency to the fundamental frequency is the *harmonic order* (notation: *h)*.

3.12
hysteresis
difference in magnitude between the start and end thresholds

NOTE 1 This definition of hysteresis is relevant to Power Quality (PQ) measurement parameters and is different from the IEV definition which is relevant to iron core saturation.

NOTE 2 The purpose of hysteresis in the context of PQ measurements is to avoid counting multiple events when the magnitude of the parameter oscillates about the threshold level.

3.13
influence quantity
any quantity which may affect the working performance of a measuring equipment

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

[IEV 311-06-01, modified]

NOTE This quantity is generally external to the measurement equipment.

3.14
interharmonic component
component having an interharmonic frequency

[IEC 61000-2-2:2002, 3.2.6]

NOTE Its value is normally expressed as an r.m.s. value. For brevity, such a component may be referred to simply as an *interharmonic*.

3.15
interharmonic frequency
any frequency which is not an integer multiple of the fundamental frequency

[IEC 61000-2-2:2002, 3.2.5]

3.16
interruption
reduction of the voltage at a point in the electrical system below the interruption threshold

3.17
interruption threshold
voltage magnitude specified for the purpose of detecting the start and the end of a voltage interruption

3.18
measurement uncertainty
parameter, associated with the result of a measurement, that characterizes the dispersion of the values that could reasonably be attributed to the measurand

[IEV 311-01-02]

3.19
nominal voltage
U_n
voltage by which a system is designated or identified

3.20
overdeviation
absolute value of the difference between the measured value and the nominal value of a parameter, only when the measured value of the parameter is greater than the nominal value

3.21
power quality
characteristics of the electricity at a given point on an electrical system, evaluated against a set of reference technical parameters

NOTE These parameters might, in some cases, relate to the compatibility between electricity supplied on a network and the loads connected to that network.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.22
Real-Time Clock
RTC
local timekeeping device used for implementing certain methods in this standard.

NOTE The relationship between the real-time clock and UTC is defined in 4.6.

3.23
r.m.s. (root-mean-square) value
square root of the arithmetic mean of the squares of the instantaneous values of a quantity taken over a specified time interval and a specified bandwidth

[IEV 101-14-16, modified]

3.24
r.m.s. voltage refreshed each half-cycle
$U_{rms}(1/2)$
value of the r.m.s. voltage measured over 1 cycle, commencing at a fundamental zero crossing, and refreshed each half-cycle

NOTE 1 This technique is independent for each channel and will produce r.m.s. values at successive times on different channels for polyphase systems.

NOTE 2 This value is used only for voltage dip, voltage swell and interruption detection and evaluation, in Class A.

NOTE 3 This r.m.s. voltage value may be a phase-to-phase value or a phase-to-neutral value.

3.25
r.m.s. voltage refreshed each cycle
$U_{rms}(1)$
value of the r.m.s. voltage measured over 1 cycle and refreshed each cycle

NOTE 1 In contrast to $U_{rms(1/2)}$, this technique does not define when a cycle commences.

NOTE 2 This value is used only for voltage dip, voltage swell and interruption detection and evaluation, in Class S.

NOTE 3 This r.m.s. voltage value can be a phase-to-phase value or a phase-to-neutral value.

3.26
range of influence quantities
range of values of a single influence quantity

3.27
reference channel
one of the voltage measurement channels designated as the reference channel for polyphase measurements

3.28
residual voltage
U_{res}
minimum value of $U_{rms(1/2)}$ or $U_{rms(1)}$ recorded during a voltage dip or interruption

NOTE The residual voltage is expressed as a value in volts, or as a percentage or per unit value of U_{din}. $U_{rms(1/2)}$ is used for Class A. Either $U_{rms(1/2)}$ or $U_{rms(1)}$ may be used for Class S. See 5.4.1.

3.29
sliding reference voltage
U_{sr}
voltage magnitude averaged over a specified time interval, representing the voltage preceding a voltage-change type of event (e.g. voltage dips and swells, rapid voltage changes)

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.30
swell threshold
voltage magnitude specified for the purpose of detecting the start and the end of a swell

3.31
time aggregation
combination of several sequential values of a given parameter (each determined over identical time intervals) to provide a value for a longer time interval

NOTE Aggregation in this standard always refers to time aggregation.

3.32
underdeviation
the absolute value of the difference between the measured value and the nominal value of a parameter, only when the value of the parameter is lower than the nominal value

3.33
voltage dip
temporary reduction of the voltage magnitude at a point in the electrical system below a threshold

NOTE 1 Interruptions are a special case of a voltage dip. Post-processing may be used to distinguish between voltage dips and interruptions.

NOTE 2 A voltage dip is also referred to as sag. The two terms are considered interchangeable; however, this standard will only use the term voltage dip.

3.34
voltage swell
temporary increase of the voltage magnitude at a point in the electrical system above a threshold

3.35
voltage unbalance
condition in a polyphase system in which the r.m.s. values of the line voltages (fundamental component), and/or the phase angles between consecutive line voltages, are not all equal

[IEV 161-08-09, modified]

NOTE 1 The degree of the inequality is usually expressed as the ratios of the negative- and zero-sequence components to the positive-sequence component.

NOTE 2 In this standard, voltage unbalance is considered in relation to 3-phase systems.

4 General

4.1 Classes of measurement methods

For each parameter measured, three classes (A, S and B) are defined. For each class, measurement methods and appropriate performance requirements are included.

– **Class A**

  This class is used where precise measurements are necessary, for example, for contractual applications that may require resolving disputes, verifying compliance with standards, etc. Any measurements of a parameter carried out with two different instruments complying with the requirements of Class A, when measuring the same signals, will produce matching results within the specified uncertainty for that parameter.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Class S**

This class is used for statistical applications such as surveys or power quality assessment, possibly with a limited subset of parameters. Although it uses equivalent intervals of measurement as class A, the class S processing requirements are lower.

– **Class B**

This class is defined in order to avoid making many existing instruments designs obsolete.

NOTE Class B methods are not recommended for new designs. Readers are advised that Class B may be removed in a future Edition of this standard.

For each class, the range of influencing factors that shall be complied with is specified in Clause 6. Users shall select the class that they require, based on their application(s).

NOTE 1 The instrument manufacturer should declare influence quantities which are not expressly given and which may degrade performance of the instrument. Guidance can be found, for example, in IEC 61557-12.

NOTE 2 An instrument may measure some or all of the parameters identified in this standard, and preferably uses the same class for all parameters.

NOTE 3 The instrument manufacturer should declare which parameters are measured, which class is used for each parameter, the range of U_{din} for which each class is fulfilled, and all the necessary requirements and accessories (synchronization, probes, calibration period, temperature ranges, etc.) to meet each class.

NOTE 4 In this standard, “A” stands for “Advanced”, and “S” stands for “Surveys”. (“B” or “Basic” methods are not recommended for new designs, because Class B may be removed in a future Edition of this standard.)

4.2 Organization of the measurements

The electrical quantity to be measured may be either directly accessible, as is generally the case in low-voltage systems, or accessible via measurement transducers.

The whole measurement chain is shown in Figure 1.

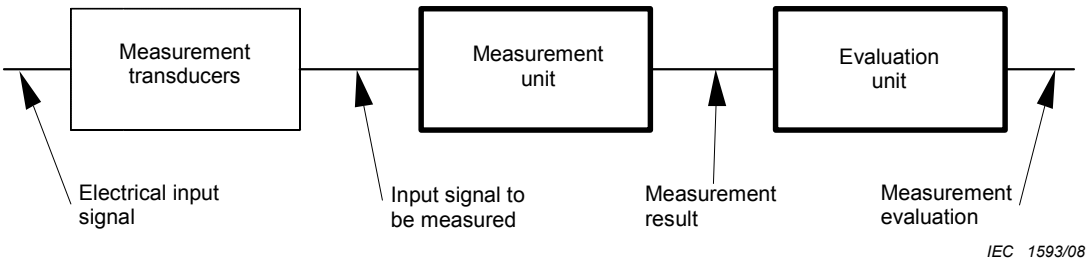

Figure 1 – Measurement chain

An instrument may include the whole measurement chain (see Figure 1). In this standard, the normative part does not consider the measurement transducers external to the instrument and their associated uncertainty, but Clause A.3 gives guidance.

4.3 Electrical values to be measured

Measurements can be performed on single-phase or polyphase supply systems. Depending on the context, it may be necessary to measure voltages between phase conductors and neutral (line-to-neutral) or between phase conductors (line-to-line) or between phase conductors or neutral and earth (phase-to-earth, neutral-to-earth). It is not the purpose of this standard to impose the choice of the electrical values to be measured. Moreover, except for the measurement of voltage unbalance, which is intrinsically polyphase, the measurement methods specified in this standard are such that independent results can be produced on each measurement channel.

Phase-to-phase instantaneous values can be measured directly or derived from instantaneous phase-to-neutral measured values.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Current measurements can be performed on each conductor of supply systems, including the neutral conductor and the protective earth conductor.

NOTE It is often useful to measure current simultaneously with voltage and to associate the current measurements in one conductor with voltage measurements between that conductor and a reference conductor, such as an earth conductor or a neutral conductor.

4.4 Measurement aggregation over time intervals

The following measurement aggregations apply:

– **Class A**

The basic measurement time interval for parameter magnitudes (supply voltage, harmonics, interharmonics and unbalance) shall be a 10-cycle time interval for a 50 Hz power system or 12-cycle time interval for a 60 Hz power system.

The 10/12-cycle measurement shall be re-synchronized at every RTC 10 min tick. See Figure 2.

NOTE 1 The uncertainty of this measurement is included in the uncertainty measurement protocol of each parameter.

The 10/12-cycle values are then aggregated over 3 additional intervals:

– 150/180-cycle interval (150 cycles for 50 Hz nominal or 180 cycles for 60 Hz nominal),

– 10 min interval,

– 2 h interval.

NOTE 2 In some applications, other time intervals (e.g. 1 min) may be useful. These other time intervals, if used, should be implemented with an aggregation method that is analogous to a method defined in this standard (e.g. a 1 min time interval, if used, should be implemented using a method that is analogous to the 10 minute aggregation method).

NOTE 3 Clauses B.1 and B.2 discuss some applications of these aggregation time intervals.

– **Class S**

Same time intervals as Class A. The 10/12-cycle measurement shall be re-synchronized as described in Figure 3 and Figure 4.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the number and duration of aggregation time intervals.

4.5 Measurement aggregation algorithm

4.5.1 Requirements

Aggregations shall be performed using the square root of the arithmetic mean of the squared input values.

NOTE For flicker measurements, the aggregation algorithm is different (see IEC 61000-4-15).

4.5.2 150/180 cycle aggregation

– **Class A**

The data for the 150/180-cycle time interval shall be aggregated without gap from fifteen 10/12-cycle time intervals.

The 150/180-cycle time interval is resynchronized upon the 10 min tick as shown in Figure 2.

When a 10 min tick occurs, a new 150/180-cycle time interval begins, and the pending 150/180-cycle time interval also continues until it is completed. This may create an overlap between these two 150/180-cycles intervals (overlap 2 in Figure 2).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Class S**

The data for the 150/180-cycle time interval shall be aggregated from 10/12-cycle time intervals. Resynchronization with the 10 min tick is permitted but not required. (See Figure 3).

Gaps are permitted but not required for harmonics, interharmonics, mains signalling voltage and unbalance. A minimum of three 10/12-cycle values shall be used each 150/180-cycle time interval, furthermore at least one 10/12-cycle value shall be used each 50/60 cycles (See Figure 4). For all other parameters, the data for the 150/180-cycle time interval shall be aggregated without gap from fifteen 10/12-cycle time intervals.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the method of aggregation.

4.5.3 10 min aggregation

– **Class A**

The 10 min aggregated value shall be tagged with the absolute time (for example, 01H10.00). The time tag is the time at the conclusion of the 10 min aggregation.

The data for the 10 min time interval shall be aggregated without gaps from 10/12-cycle time intervals.

Each 10 min interval shall begin on an RTC 10 min tick. The 10 min tick is also used to re-synchronize the 10/12-cycle intervals and the 150/180-cycle intervals. See Figure 2.

The final 10/12-cycle interval(s) in a 10 min aggregation period will typically overlap in time with the RTC 10 min clock tick. Any overlapping 10/12-cycle interval (overlap 1 in Figure 2) is included in the aggregation of the previous 10 min interval.

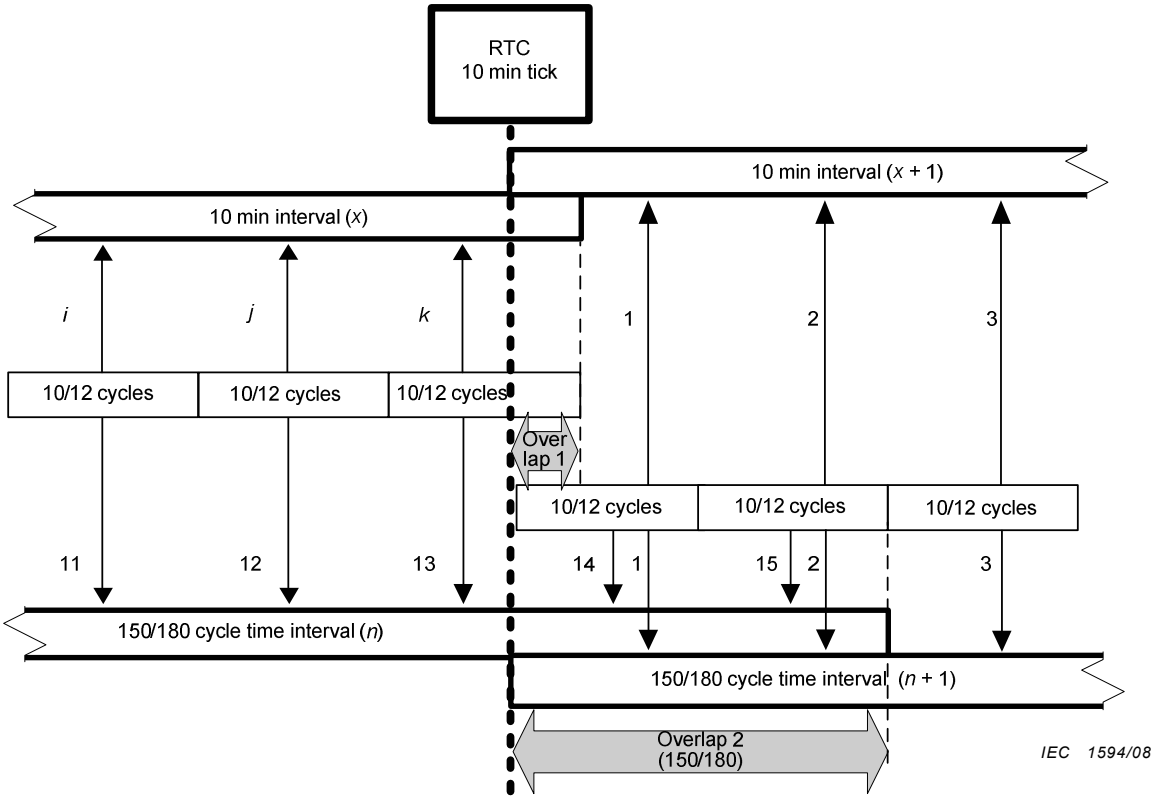

Figure 2 – Synchronization of aggregation intervals for Class A

– **Class S**

The 10 min aggregation method used for class S shall be either the class A method, or the following simplified method.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A new 10 min time interval shall commence after a 10 min tick occurs, at the beginning of the next 10/12 cycle time interval.

The data for the 10 min time interval shall be aggregated from 10/12-cycle time intervals. There is no resynchronization on the 10 min tick. The 10 min intervals are free running.

The 10 min aggregated value shall be tagged with the absolute time. The time tag is the time at the conclusion of the 10 min interval.

There will be no overlap, as illustrated in Figure 3 and Figure 4.

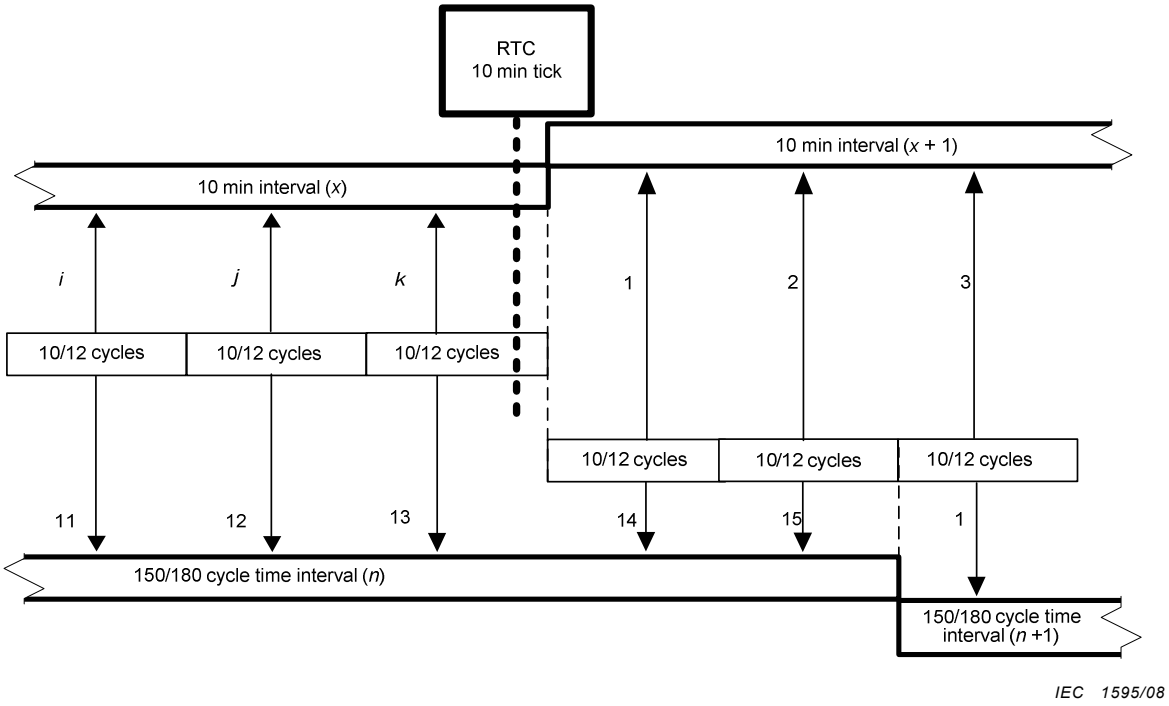

Figure 3 – Synchronization of aggregation intervals for class S: parameters for which gaps are not permitted

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

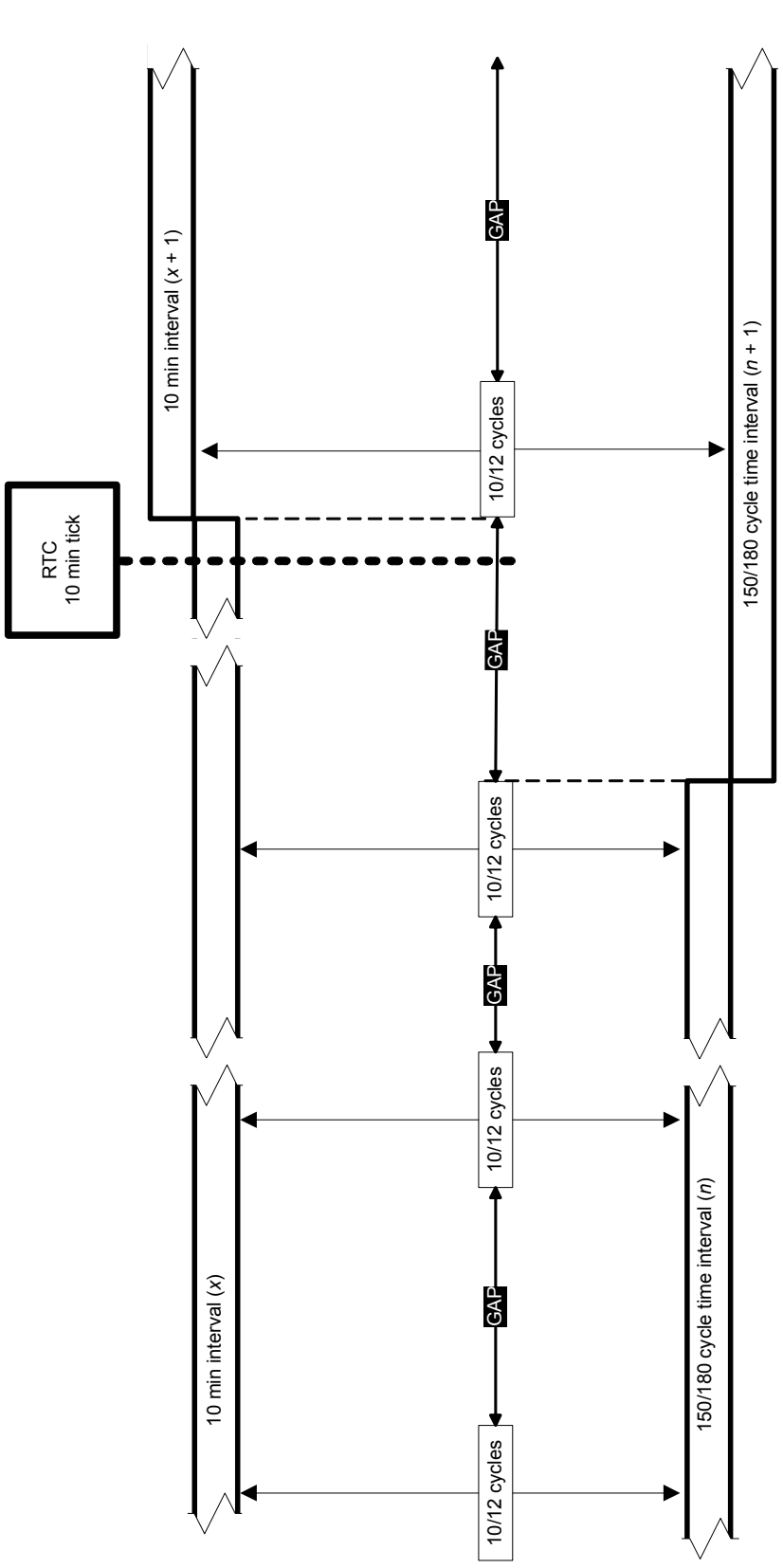

Figure 4 – Synchronization of aggregation intervals for class S: parameters for which gaps are permitted (see 4.5.2)

NOTE The mains frequency may be either higher or lower than expected. In the example shown in Figure 3, the frequency is lower than expected, so the 150/180 cycle interval continues beyond the 10 min tick. In the example shown in Figure 4, the frequency is higher than expected and/or there are gaps, so the 150/180 cycle interval concludes before the 10 min tick.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

– **Class B**

The manufacturer shall specify the method of aggregation.

4.5.4 2 hour aggregation

– **Class A**

The data for the 2 h interval shall be aggregated from twelve 10 min intervals. The 2 h interval shall be gapless and not overlap. 2 h intervals commence at even-numbered 2 h RTC intervals.

– **Class S**

Same as class A.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the method of aggregation.

4.6 Real time clock (RTC) uncertainty

RTC uncertainty is defined relative to Coordinated Universal Time (UTC).

– **Class A**

The RTC uncertainty shall not exceed ±20 ms for 50 Hz or ±16,7 ms for 60 Hz, regardless of the total time interval. This performance can be achieved, for example, through a synchronization procedure applied periodically during a measurement campaign, or through a GPS receiver, or through reception of transmitted radio timing signals. When synchronization by an external signal becomes unavailable, the RTC tolerance shall be better than ±1 s per 24 h period; however, this exception does not eliminate the requirement for compliance with the first part of this paragraph.

NOTE This performance is necessary to ensure that two instruments using class A methods produce the same 10 min and 2 h aggregation results when connected to the same signal. This performance is also necessary when it is required to use simultaneously more than one instrument using Class A methods, possibly placed at different locations.

– **Class S**

The RTC uncertainty shall not exceed ±5 s per 24 h period.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the RTC uncertainty and the method to determine aggregation intervals, if any.

4.7 Flagging concept

During a dip, swell, or interruption, the measurement algorithm for other parameters (for example, frequency measurement) might produce an unreliable value. The flagging concept therefore avoids counting a single event more than once in different parameters (for example, counting a single dip as both a dip and a frequency variation), and indicates that an aggregated value might be unreliable.

Flagging is only triggered by dips, swells, and interruptions. The detection of dips and swells is dependent on the threshold selected by the user, and this selection will influence which data are flagged.

The flagging concept is applicable for class A and class S during measurement of power frequency, voltage magnitude, flicker, supply voltage unbalance, voltage harmonics, voltage interharmonics, mains signalling and measurement of underdeviation and overdeviation parameters.

If, during a given time interval, any value is flagged, the aggregated value which includes that value shall also be flagged. The flagged value shall be stored and also included in the aggregation process. For example, if during a given time interval, any value is flagged, then the aggregated value that includes this value shall also be flagged and stored.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE The flag may be made available with the data. The user, application, regulation, or other standards determine the use of flagged data. The fact that data have been flagged is an alert that there are possible problems in the data.

5 Power quality parameters

5.1 Power frequency

5.1.1 Measurement method

– Class A

The frequency reading shall be obtained every 10 s. As power frequency may not be exactly 50 Hz or 60 Hz within the 10 s time clock interval, the number of cycles may not be an integer number. The fundamental frequency output is the ratio of the number of integral cycles counted during the 10 s time clock interval, divided by the cumulative duration of the integer cycles. Before each assessment, harmonics and interharmonics shall be attenuated to minimize the effects of multiple zero crossings.

The measurement time intervals shall be non-overlapping. Individual cycles that overlap the 10 s time clock are discarded. Each 10 s interval shall begin on an absolute 10 s time clock, with uncertainty as defined in 4.6.

Other techniques that provide equivalent results, such as convolution, are acceptable.

– Class S

Same as class A.

– Class B

The manufacturer shall specify the process used for frequency measurement.

5.1.2 Measurement uncertainty and measuring range

– Class A

Under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty shall not exceed ±10 mHz over the measuring ranges 42,5 Hz ~ 57,5 Hz / 51 Hz ~ 69 Hz.

– Class S

Under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty shall not exceed ±50 mHz over the measuring ranges 42,5 Hz ~ 57,5 Hz / 51 Hz ~ 69 Hz.

– Class B

The manufacturer shall specify the uncertainty over the measuring ranges 42,5 Hz ~ 57,5 Hz / 51 Hz ~ 69 Hz.

5.1.3 Measurement evaluation

– Class A

The frequency measurement shall be made on the reference channel.

NOTE The manufacturer should specify the behaviour of frequency measurement whenever the reference channel loses voltage.

– Class S

Same as class A.

– Class B

The manufacturer shall indicate the process used for frequency measurement.

5.1.4 Aggregation

Aggregation is not required.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.2 Magnitude of the supply voltage

5.2.1 Measurement method

– Class A

The measurement shall be the r.m.s. value of the voltage magnitude over a 10-cycle time interval for 50 Hz power systems or 12-cycle time interval for 60 Hz power system. Every 10/12-cycle interval shall be contiguous, and not overlapping with adjacent 10/12-cycle intervals except as shown as overlap 1 in Figure 2.

NOTE 1 This specific measurement method is used for quasi-stationary signals, and is not used for the detection and measurement of disturbances: dips, swells, voltage interruptions and transients.

NOTE 2 The r.m.s. value includes, by definition, harmonics, interharmonics, mains signalling, etc.

– Class S

Same as class A.

– Class B

The measurement shall be the r.m.s. value of the voltage over a period specified by the manufacturer.

5.2.2 Measurement uncertainty and measuring range

– Class A

Under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty shall not exceed ±0,1 % of U_{din}, over the range of 10 % ~ 150 % of U_{din}.

– Class S

Under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty shall not exceed ±0,5 % of U_{din} , over the range of 20 % ~ 120 % of U_{din}.

– Class B

Under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty shall be specified by the manufacturer, in such a way as not to exceed ±1 % of U_{din} , over a range specified by the manufacturer.

5.2.3 Measurement evaluation

No requirements.

5.2.4 Aggregation

Aggregation shall be performed according to 4.4 and 4.5.

5.3 Flicker

5.3.1 Measurement method

– Class A

IEC 61000-4-15 applies.

– Class S

IEC 61000-4-15 applies.

– Class B

Not applicable.

NOTE In IEC 61000-4-15, measurements are defined only at 120 V / 60 Hz and 230 V / 50 Hz. At present, an extension of the flicker definition to other voltages is being considered.

5.3.2 Measurement uncertainty and measuring range

– Class A

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

See IEC 61000-4-15. Under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty required by IEC 61000-4-15 shall be met over the measuring range of 0,2 ~ 10 P_{st}.

– **Class S**

See IEC 61000-4-15. Under the conditions described in 6.1, twice the permitted measurement uncertainty required by IEC 61000-4-15 shall be met over the measuring range of 0,4 ~ 4 P_{st}.

– **Class B**

Not applicable.

5.3.3 Measurement evaluation

– **Class A**

IEC 61000-4-15 applies.

The 10 min time interval for P_{st} shall commence on an RTC 10 min tick, and shall be tagged with the absolute time (see 4.5.3).

Voltage dips, swells, and interruptions shall cause P_{st} and P_{lt} output values (see IEC 61000-4-15) to be flagged.

– **Class S**

Same as class A.

– **Class B**

Not applicable.

5.3.4 Aggregation

– **Class A**

Aggregation shall be performed according to IEC 61000-4-15. For P_{lt}, aggregation shall be performed according to IEC 61000-4-15 over 2 h periods, as per 4.5.4 of this standard.

– **Class S**

Same as class A.

– **Class B**

Not applicable.

5.4 Supply voltage dips and swells

5.4.1 Measurement method

– **Class A**

The basic measurement U_{rms} of a voltage dip and swell shall be the $U_{rms(1/2)}$ on each measurement channel (see 3.24).

The cycle duration for $U_{rms(1/2)}$ depends on the frequency. The frequency might be determined by the last non-flagged power frequency measurement (see 4.7 and 5.1), or by any other method that yields the uncertainty requirements of 6.2.

NOTE 1 The $U_{rms(1/2)}$ value includes, by definition, harmonics, interharmonics, mains signalling voltage, etc.

– **Class S**

The basic measurement U_{rms} of a voltage dip and swell shall be either the $U_{rms(1/2)}$ on each measurement channel (see 3.24), or the $U_{rms(1)}$ on each measurement channel (see 3.25). The manufacturer shall specify which measurement is used.

NOTE 2 The $U_{rms(1)}$ value includes, by definition, harmonics, interharmonics, mains signalling voltage, etc.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the method used for U_{rms}.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.4.2 Detection and evaluation of a voltage dip

5.4.2.1 Voltage dip detection

The dip threshold is a percentage of either U_{din} or the sliding voltage reference U_{sr} (see 5.4.4). The user shall declare the reference voltage in use.

NOTE Sliding voltage reference U_{sr} is generally not used in LV systems. See IEC 61000-2-8 for further information and advice.

– On single-phase systems, a voltage dip begins when the U_{rms} voltage falls below the dip threshold, and ends when the U_{rms} voltage is equal to or above the dip threshold plus the hysteresis voltage.

– On polyphase systems, a dip begins when the U_{rms} voltage of one or more channels is below the dip threshold and ends when the U_{rms} voltage on all measured channels is equal to or above the dip threshold plus the hysteresis voltage.

The dip threshold and the hysteresis voltage are both set by the user according to the use.

5.4.2.2 Voltage dip evaluation

A voltage dip is characterized by a pair of data: either residual voltage (U_{res}) or depth, and duration:

– the residual voltage is the lowest U_{rms} value measured on any channel during the dip;

– the depth is the difference between the reference voltage (either U_{din} or U_{sr}) and the residual voltage. It is generally expressed in percentage of the reference voltage.

The start time of a dip shall be time stamped with the time of the end of the U_{rms} of the channel that initiated the event and the end time of the dip shall be time stamped with the time of the end of the U_{rms} that ended the event, as defined by the threshold plus the hysteresis.

The duration of a voltage dip is the time difference between the start time and the end time of the voltage dip.

NOTE 1 For polyphase measurements, the dip duration may start on one channel and terminate on a different channel.

NOTE 2 Voltage dip envelopes are not necessarily rectangular. As a consequence, for a given voltage dip, the measured duration is dependent on the selected dip threshold value. The shape of the envelope may be assessed using several dip thresholds set within the range of voltage dip and voltage interruption thresholds.

NOTE 3 Typically, the hysteresis is equal to 2 % of U_{din}.

NOTE 4 Dip thresholds are typically in the range 85 % to 90 % of the fixed voltage reference for troubleshooting or statistical applications.

NOTE 5 Residual voltage is often useful to end-users, and may be preferred because it is referenced to zero volts. In contrast, depth is often useful to electric suppliers, especially on HV systems or in cases when a sliding reference voltage is used.

NOTE 6 Phase shift may occur during voltage dips. See A.7.5.

NOTE 7 When a threshold is crossed, a time stamp may be recorded.

5.4.3 Detection and evaluation of a voltage swell

5.4.3.1 Voltage swell detection

The swell threshold is a percentage of either U_{din} or the sliding reference voltage U_{sr} (see 5.4.4). The user shall declare the reference voltage in use.

NOTE Sliding reference voltage U_{sr} is generally not used in LV systems. See IEC 61000-2-8 for further information and advice.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– On single-phase systems, a swell begins when the U_{rms} voltage rises above the swell threshold, and ends when the U_{rms} voltage is equal to or below the swell threshold minus the hysteresis voltage.
– On polyphase systems, a swell begins when the U_{rms} voltage of one or more channels is above the swell threshold and ends when the U_{rms} voltage on all measured channels is equal to or below the swell threshold minus the hysteresis voltage.

The swell threshold and the hysteresis voltage are both set by the user according to the use.

5.4.3.2 Voltage swell evaluation

A voltage swell is characterized by a pair of data; maximum swell voltage magnitude and duration.

– The maximum swell magnitude voltage is the largest U_{rms} value measured on any channel during the swell.
– The start time of a swell shall be time stamped with the time of the end of the U_{rms} of the channel that initiated the event and the end time of the swell shall be time stamped with the time of the end of the U_{rms} that ended the event, as defined by the threshold minus the hysteresis.

– The duration of a voltage swell is the time difference between the beginning and the end of the swell.

NOTE 1 For polyphase measurements, the swell duration measurement may start on one channel and terminate on a different channel.

NOTE 2 Voltage swell envelope may not be rectangular. As a consequence, for a given swell, the measured duration is dependent on the swell threshold value.

NOTE 3 Typically, the hysteresis is equal to 2 % of U_{din}.

NOTE 4 Typically, the swell threshold is equal to or greater than 110 % of U_{din}.

NOTE 5 Phase shift may also occur during voltage swells.

NOTE 6 When a threshold is crossed, a time stamp may be recorded.

5.4.4 Calculation of a sliding reference voltage

The sliding reference voltage implementation is optional, not required. If a sliding reference is chosen for voltage dip or swell detection, this shall be calculated using a first-order filter with a 1 min time constant. This filter is given by:

$$U_{sr(n)} = 0{,}996\ 7 \times U_{sr(n-1)} + 0{,}003\ 3 \times U_{(10/12)rms}$$

where

$U_{sr(n)}$ is the present value of the sliding reference voltage;
$U_{sr(n-1)}$ is the previous value of the sliding reference voltage; and
$U_{(10/12)rms}$ is the most recent 10/12-cycle r.m.s. value.

When the measurement is started, the initial value of the sliding reference voltage is set to the declared input voltage. The sliding reference voltage is updated every 10/12-cycles. If a 10/12-cycle value is flagged, the sliding reference voltage is not updated and the previous value is used.

5.4.5 Measurement uncertainty and measuring range

5.4.5.1 Residual voltage and swell voltage magnitude measurement uncertainty

– Class A

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The measurement uncertainty shall not exceed ±0,2 % of U_{din}.

– **Class S**

The measurement uncertainty shall not exceed ±1,0 % of U_{din}.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the uncertainty which shall not exceed ±2,0 % of U_{din}.

5.4.5.2 Duration measurement uncertainty

– **Class A**

The uncertainty of a dip or swell duration is equal to the dip or swell commencement uncertainty (half a cycle) plus the dip or swell conclusion uncertainty (half a cycle).

– **Class S**

If $U_{rms(1/2)}$ is used, then the uncertainty of a dip or swell duration is equal to the dip or swell commencement uncertainty (half a cycle) plus the dip or swell conclusion uncertainty (half a cycle). If $U_{rms(1)}$ is used, then the uncertainty of a dip or swell duration is equal to the dip or swell commencement uncertainty (one cycle) plus the dip or swell conclusion uncertainty (one cycle).

– **Class B**

The manufacturer shall specify the duration measurement uncertainty.

5.4.6 Aggregation

Aggregation is not applicable for triggered events.

5.5 Voltage interruptions

5.5.1 Measurement method

The basic measurement of the voltage shall be as defined in 5.4.1 for each class.

5.5.2 Evaluation of a voltage interruption

On single-phase systems, a voltage interruption begins when the U_{rms} voltage falls below the voltage interruption threshold and ends when the U_{rms} value is equal to, or greater than, the voltage interruption threshold plus the hysteresis.

On polyphase systems, a voltage interruption begins when the U_{rms} voltages of all channels fall below the voltage interruption threshold and ends when the U_{rms} voltage on any one channel is equal to, or greater than, the voltage interruption threshold plus the hysteresis.

The voltage interruption threshold and the hysteresis voltage are both set by the user according to the use. The voltage interruption threshold shall not be set below the uncertainty of residual voltage measurement plus the value of the hysteresis. Typically, the hysteresis is equal to 2 % of U_{din}.

The start time of a voltage interruption shall be time stamped with the time of the end of the U_{rms} of the channel that initiated the event and the end time of the voltage interruption shall be time stamped with the time of the end of the U_{rms} that ended the event, as defined by the threshold plus the hysteresis.

The duration of a voltage interruption is the time difference between the beginning and the end of the voltage interruption.

NOTE 1 The voltage interruption threshold can, for example, be set to 5 % or to 10% of U_{din}.

NOTE 2 IEV 161-08-20 considers an interruption to have occurred when the voltage magnitude is less than 1 % of the nominal voltage. However, it is difficult to correctly measure voltages below 1 % of the nominal voltage. Therefore, this standard recommends that the user set an appropriate voltage interruption threshold.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE 3 The interruption of one or more phases on a polyphase system can be seen as an interruption of the supply to single-phase customers connected to that system, even though this would not be classified as an interruption in a polyphase measurement.

5.5.3 Measurement uncertainty and measuring range

For duration measurement uncertainty, see 5.4.5.2.

5.5.4 Aggregation

Aggregation is not applicable for triggered events.

5.6 Transient voltages

Clause A.4 provides some information on the significant parameters necessary to characterize transient voltages and currents.

5.7 Supply voltage unbalance

5.7.1 Measurement method

Unbalance measurements apply only to 3-phase systems.

– **Class A**

The supply voltage unbalance is evaluated using the method of symmetrical components. In addition to the positive sequence component U_1, under unbalanced conditions there also exists at least one of the following components: negative sequence component U_2 and/or zero sequence component U_0.

The fundamental component of the voltage input signal is measured over a 10-cycle time interval for 50 Hz power systems or a 12-cycle time interval for 60 Hz power systems.

NOTE 1 The effect of harmonics is minimized by the use of a filter or by using a DFT algorithm.

NOTE 2 Algorithms that use only the r.m.s. values to calculate unbalance fail to take into account the contributions of angular displacement to unbalance, and cause unpredictable results when harmonic voltages are present. The negative sequence unbalance and zero sequence unbalance provide more precise and more directly useful values.

The negative sequence ratio u_2 , expressed as a percentage, is evaluated by

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \times 100 = \frac{\text{negative sequence}}{\text{positive sequence}} \times 100 \quad (1)$$

For 3-phase systems considering only phase-to-phase voltages, and only fundamental voltages, this can be written (with $U_{\text{ij fund}}$ = phase *i* to phase *j* fundamental voltage)

$$u_2 = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \times 100 \text{ with } \beta = \frac{U_{12\text{ fund}}^4 + U_{23\text{ fund}}^4 + U_{31\text{ fund}}^4}{\left(U_{12\text{ fund}}^2 + U_{23\text{ fund}}^2 + U_{31\text{ fund}}^2\right)^2} \quad (2)$$

The zero-sequence ratio u_0 expressed as a percentage is evaluated by

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \times 100 = \frac{\text{zero sequence}}{\text{positive sequence}} \times 100 \quad (3)$$

NOTE 3 The zero sequence unbalance by definition is zero when phase-to-phase voltages are measured. However, the phase-to-neutral or phase-to-earth voltages may still contain the zero sequence component in that case.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Class S**

The negative sequence ratio is evaluated in the same way as for Class A. The evaluation of the zero-sequence unbalance ratio is optional, not mandatory.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the algorithms and methods used to calculate unbalance.

5.7.2 Measurement uncertainty and measuring range

– **Class A**

When a 3-phase a.c. voltage that fulfils the requirements of "testing state 1" conditions (see Table 2), except for negative- and zero-sequence unbalance in the measuring range 1 % to 5 % of U_1, is applied at the input, then the instrument shall present an uncertainty less than ±0,15 % for both u_2 and u_0. For example, an instrument presented with a 1,0 % negative sequence shall provide a reading x such that 0,85 % ≤ x ≤ 1,15 %. See Figure 5.

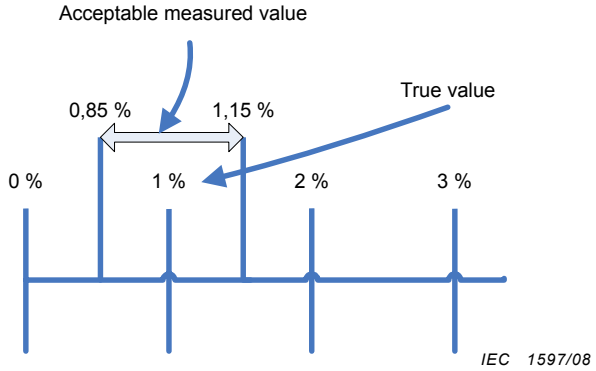

Figure 5 – Example of supply voltage unbalance uncertainty

– **Class S**

Same as class A, except for the uncertainty, which is less than ±0,3% for u_2 (and for u_0 if it is evaluated).

– **Class B**

Same as class A, except for the uncertainty, which is less than ±0,3% for any unbalance parameter that is evaluated.

5.7.3 Measurement evaluation

No requirements.

NOTE The uncertainty of measurement transformers, if present, may have a large impact on the calculation of unbalance.

5.7.4 Aggregation

Aggregation shall be performed according to 4.4 and 4.5.

5.8 Voltage harmonics

5.8.1 Measurement method

– **Class A**

The basic measurement of voltage harmonics, for class A, is defined in IEC 61000-4-7 class I. That standard shall be used to determine a 10/12-cycle gapless harmonic subgroup measurement, denoted $U_{sg,h}$ in IEC 61000-4-7.

NOTE 1 Other methods, including analogue and frequency domain methods, may be preferred in special cases (see, for example, IEC 61000-3-8).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE 2 Current harmonic measurements are considered in Clause A.6.

Measurements shall be made at least up to the 50th order.

If the total harmonic distortion is calculated, then it shall be calculated as the subgroup total harmonic distortion (*THDS*), defined in IEC 61000-4-7.

– **Class S**

The basic measurement of voltage harmonics, for class S, is defined in IEC 61000-4-7, class II. Gaps are permitted (see 4.5). The manufacturer shall select either a 10/12-cycle harmonic group designated $U_{g,h}$ in IEC 61000-4-7, or a 10/12-cycle subgroup measurement designated $U_{sg,h}$ in IEC 61000-4-7. The manufacturer shall specify which has been selected.

Measurements shall be made at least up to the 40th order.

NOTE 3 EN 50160 assessment requires the 40^{th} order.

If the total harmonic distortion is calculated, then it shall be calculated either as the total harmonic distortion (*THD*) if $U_{g,h}$ is selected, or the subgroup total harmonic distortion (*THDS*) if $U_{sg,h}$ is selected, both defined in IEC 61000-4-7.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the measurement method.

5.8.2 Measurement uncertainty and measuring range

– **Class A**

The maximum uncertainty shall be the levels specified in IEC 61000-4-7 class I.

The measuring range shall be 10 % to 200 % of class 3 compatibility level in IEC 61000-2-4.

– **Class S**

The maximum uncertainty shall be twice the levels specified in IEC 61000-4-7 class II. The anti-aliasing low-pass filter specified in IEC 61000-4-7, 5.3 shall be optional. The ±0,03 % maximum permissible error for time between leading edges requirement as specified in IEC 61000-4-7, 4.4.1 shall be optional, but the maximum uncertainty requirement shall still be met over the range of influence quantities specified in Clause 6 of this standard.

The measuring range shall be 10 % to 100 % of class 3 compatibility level in IEC 61000-2-4.

– **Class B**

The manufacturer shall specify measurement uncertainty and measuring range.

5.8.3 Measurement evaluation

No requirements.

5.8.4 Aggregation

Aggregation shall be performed according to 4.4 and 4.5.

5.9 Voltage interharmonics

5.9.1 Measurement method

– **Class A**

The basic measurement of voltage interharmonics, for the purpose of this standard, is defined in IEC 61000-4-7, class I. This standard shall be used to determine a 10/12-cycle gapless centred interharmonic subgroup measurement, denoted $U_{isg,h}$ in IEC 61000-4-7.

NOTE Current interharmonic measurements are considered in Clause A.6.

Measurements shall be made at least up to the 50th order.

– **Class S**

The manufacturer shall specify the measurement method.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Class B**

The manufacturer shall specify the measurement method.

5.9.2 Measurement uncertainty and measuring range

– **Class A**

The maximum uncertainty shall be the levels specified in IEC 61000-4-7 class I .

Measuring range shall be 10 % to 200 % of class 3 compatibility level in IEC 61000-2-4.

– **Class S**

The manufacturer shall specify measurement uncertainty and measuring range.

– **Class B**

The manufacturer shall specify measurement uncertainty and measuring range.

5.9.3 Measurement evaluation

No requirements.

5.9.4 Aggregation

Aggregation shall be performed according to 4.4 and 4.5.

5.10 Mains signalling voltage on the supply voltage

Mains signalling voltage, called ripple control signal in certain applications, is a burst of signals, often applied at a non-harmonic frequency, that remotely control industrial equipment, revenue meters, and other devices.

5.10.1 Measurement method

– **Class A**

The method described here shall be used for mains signalling frequencies below 3 kHz. For mains signalling, frequencies above 3 kHz, see IEC 61000-3-8.

This method measures the level of the signal voltage for a user-specified carrier frequency.

NOTE The purpose of this method is to measure the maximum level of the signal voltage, and not to diagnose mains signalling difficulties.

Mains signalling voltage measurement shall be based on:

– either the corresponding 10/12-cycle r.m.s. value interharmonic bin;

– or the root of the sum of the squares of the 4 nearest 10/12-cycle r.m.s. value interharmonic bins (for example, a 316,67 Hz ripple control signal in a 50 Hz power system shall be approximated by a root of the sum of the squares of 310 Hz, 315 Hz, 320 Hz and 325 Hz bins, available from the DFT performed on a 10/12 cycle time interval).

The first method is preferred if the user-specified frequency is in the center of an DFT bin. The second method is preferred if the frequency is not in the center of a bin.

The user shall select a detection threshold above 0,3 % U_{din} as well as the length of the recording period up to 120 s. The beginning of a signalling emission shall be detected when the measured value of the concerned interharmonic exceeds the detection threshold. The measured values are recorded during a period of time specified by the user, in order to give the maximum level of the signal voltage.

– **Class S**

The manufacturer shall specify the measurement technique.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the measurement technique.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.10.2 Measurement uncertainty and measuring range

– **Class A**

The measurement range shall be at least 0 % to 15 % of U_{din}.

For the mains signalling voltage between 3 % and 15 % of U_{din}, the uncertainty shall not exceed ±5 % of the measured value. For the mains signalling voltage between 1 % and 3 % of U_{din}, the uncertainty shall not exceed ±0,15 % of U_{din}. For the mains signalling voltage less than 1 % of U_{din}, no uncertainty requirement is given.

– **Class S**

The manufacturer shall specify the uncertainty and the measuring range.

– **Class B**

The manufacturer shall specify the uncertainty and the measuring range.

5.10.3 Measurement evaluation

No requirements.

5.10.4 Aggregation

Aggregation is not required.

5.11 Rapid Voltage Changes (RVC)

NOTE Clause A.5 provides some information on the significant parameters necessary to characterize a rapid voltage change. Further information regarding loads in low voltage networks can be found in IEC 61000-3-3 and IEC 61000-3-11. This further information is not necessarily applicable to the networks themselves.

5.12 Measurement of underdeviation and overdeviation parameters

5.12.1 Measurement method

– **Class A**

The 10/12-cycle r.m.s. value $U_{rms\text{-}200ms}$ shall be used to assess the underdeviation and overdeviation parameters in per cent of U_{din}. The underdeviation $U_{rms\text{-}under}$ and overdeviation $U_{rms\text{-}over}$ parameters are determined by equations (4A), (4B), (5A), (5B), (6), and (7).

Underdeviation assessment:

the following rule (4) applies for the calculation of $U_{rms\text{-}under,i}$:

If $$U_{rms-200ms,i} > U_{din} \text{ then } U_{rms-under,i} = U_{din} \quad (4A)$$

If $$U_{rms-200ms,i} \leq U_{din} \text{ then } U_{rms-under,i} = U_{rms-200ms,i} \quad (4B)$$

Overdeviation assessment:

the following rule (5) applies for the calculation of $U_{rms\text{-}over,i}$:

If $$U_{rms-200ms,i} < U_{din} \text{ then } U_{rms-over,i} = U_{din} \quad (5A)$$

If $$U_{rms-200ms,i} \geq U_{din} \text{ then } U_{rms-over,i} = U_{rms-200ms,i} \quad (5B)$$

NOTE On single-phase systems, there is a single underdeviation assessment and overdeviation assessment value for each interval. On 3-phase 3-wire systems, there are 3 values for each interval. Either 6 values or 3 values may be measured on 4-wire systems.

– **Class S**

Not required.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Class B**

Not required.

5.12.2 Measurement uncertainty and measuring range

The underlying 10/12-cycles r.m.s. values shall be consistent with the requirements of 5.2.2.

5.12.3 Aggregation

– **Class A**

Underdeviation assessment:

$$U_{\text{under}} = \frac{U_{\text{din}} - \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} U_{\text{rms-under,i}}^2}{n}}}{U_{\text{din}}} \quad [\%] \tag{6}$$

where n = number of 10/12-cycle r.m.s. values for under- or overdeviation during the aggregation interval

and $U_{\text{rms-under,i}}$ is the i$^{\text{th}}$ 10/12-cycle r.m.s. value.

Overdeviation assessment:

$$U_{\text{over}} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} U_{\text{rms-over,i}}^2}{n}} - U_{din}}{U_{\text{din}}} \quad [\%] \tag{7}$$

where

$U_{\text{rms-over,i}}$ is the i$^{\text{th}}$ 10/12-cycle r.m.s. value.

NOTE Both underdeviation and overdeviation parameter equations (4) and (5) give positive values.

Aggregation shall be performed according to 4.4 and 4.5.

– **Class S**

Not required.

– **Class B**

Not required.

6 Range of influence quantities and steady-state verification

6.1 Range of influence quantities

The measurement of a specific characteristic can be adversely affected by the application of a disturbing influence (influence quantity) on the electrical input signal. For example, the measurement of supply voltage unbalance might be adversely affected if the voltage waveform is at the same time subject to a harmonic disturbance.

The result of a parameter measurement shall be within the specified measurement uncertainty given in Clause 5 when all other parameters are within their influence quantity range, given in the Table 1.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table 1 – Influence quantity range

Section and parameter	Class	Influence quantity range
5.1 Frequency	A	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz
	S	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz
	B	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz
5.2 Magnitude of the supply	A	10 % ~ 200 % U_{din}
	S	10 % ~ 150 % U_{din}
	B	10 % ~ 150 % U_{din}
5.3 Flicker	A	0 ~ 20 P_{st}
	S	0 ~ 10 P_{st}
	B	N/A
5.4 Dips and swells	A	N/A
	S	N/A
	B	N/A
5.5 Interruptions	A	N/A
	S	N/A
	B	N/A
5.7 Unbalance	A	0 % ~ 5 % u_2, 0 % ~ 5 % u_0
	S	0 % ~ 5 % u_2
	B	SBM
5.8 Voltage harmonics	A	200 % of class 3 of IEC 61000-2-4
	S	200 % of class 3 of IEC 61000-2-4
	B	200 % of class 3 of IEC 61000-2-4
5.9 Voltage Interharmonics	A	200 % of class 3 of IEC 61000-2-4
	S	200 % of class 3 of IEC 61000-2-4
	B	200 % of class 3 of IEC 61000-2-4
5.10 Mains signalling voltage	A	0 % ~ 15 % U_{din}
	S	0 % ~ 15 % U_{din}
	B	0 % ~ 15 % U_{din}
5.12 Under/overdeviation	A	N/A
	S	N/A
	B	N/A
Transient voltages IEC 61180	A	6 kV peak
	S	N/R
	B	N/R
Fast transients IEC 61000-4-4	A	4 kV peak
	S	N/R
	B	N/R
SBM = Specified by manufacturer N/R = no requirement N/A = not applicable		
NOTE For safety requirements, EMC requirements or climatic requirements, see product standards, for instance IEC 61557-12.		

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The instrument shall tolerate signals in the influence quantity range without shifting the measurement of other parameters out of their uncertainty requirement, and without instrument damage. The instrument may indicate overrange for signals greater than the measuring range, up to the influence quantity range (not including transients and fast transients).

For transient voltages and fast transients, there shall be no effect on any measurement after the transient. The transients are applied to the measuring terminals, not to the instrument power terminals.

6.2 Steady-state performance verification

The tests below confirm that steady-state signals are measured within their specified uncertainties, with influence quantities applied.

These tests are necessary but not sufficient to verify that an implementation meets the requirements of this standard. To fully verify that the measuring methods of Clause 5 have been implemented correctly, additional tests and/or validation may be necessary.

NOTE 1 See Annex C for guidance.

– **Class A**

To confirm that the steady-state performance of an instrument is correct, the tests below are applied.

NOTE 2 These tests are required as type tests, not as routine tests.

The uncertainty of an instrument shall be tested for each measured quantity as follows (see Table 2):

– select a measured quantity (for example, r.m.s. voltage magnitude);
– holding all other quantities in testing state 1, verify the uncertainty of the measured quantity to be tested at 5 approximately equally spaced points throughout the measurement range including the upper and lower limit (for example, 10 % of U_{din}, 45 % of U_{din}, 80 % of U_{din}, 115 % of U_{din}, 150 % of U_{din} for class A);
– holding all other quantities in testing state 2, repeat the test;
– holding all other quantities in testing state 3, repeat the test.

Other testing states may be used in addition to the testing states specified in Table 2. In this case, the values chosen for each influence quantity shall be within the range of variations for that influence quantity.

NOTE 3 In interpreting this subclause, it is intended that 15 series of testing states will be selected for each measured parameter. For parameters that have multiple sub-parameters (for example, voltage harmonics have fifty individual harmonics), select one representative sub-parameter.

NOTE 4 Some influence quantities should not influence the value of the measured parameter (for example, harmonics should not influence the value of unbalance). Other influence quantities should influence the value of the measured parameter (for example, harmonics should influence the value of r.m.s.). The uncertainty requirements should be met in both cases.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table 2 – Uncertainty steady-state verification for class A and class S

Influence quantities	Testing state 1	Testing state 2	Testing state 3
Frequency	f_{nom} ± 0,5 Hz	f_{nom} – 1 Hz ± 0,5 Hz	f_{nom} + 1 Hz ± 0,5 Hz
Voltage magnitude	U_{din} ± 1 %	Determined by flicker, unbalance, harmonics, interharmonics (below)	Determined by flicker, unbalance, harmonics, interharmonics (below)
Flicker	P_{st} < 0,1	P_{st} = 1 ± 0,1 – rectangular modulation at 39 changes per minute	P_{st} = 4 ± 0,1 – rectangular modulation at 110 changes per minute
Unbalance	100% ± 0,5 % of U_{din} on all channels. All phase angles 120° (equivalent to u_0 = 0 %, u_2 = 0 %)	73 % ± 0,5 % of U_{din} Channel 1 80 % ± 0,5 % of U_{din} Channel 2 87 % ± 0,5 % of U_{din} Channel 3 all phase angles 120° (equivalent to u_0 = 5,05 %, u_2 = 5,05 %)	152 % ± 0,5 % of U_{din} Channel 1 140 % ± 0,5 % of U_{din} Channel 2 128 % ± 0,5 % of U_{din} Channel 3 all phase angles 120° (equivalent to u_0 = 4,95 %, u_2 = 4,95 %)
Harmonics	0 % to 3 % of U_{din}	10 % ± 3 % of U_{din} 3rd at 0° 5 % ± 3 % of U_{din} 5th at 0° 5 % ± 3 % of U_{din} 29th at 0°	10 % ± 3 % of U_{din} 7th at 180° 5 % ± 3 % of U_{din} 13th at 0° 5 % ± 3 % of U_{din} 25th at 0°
Interharmonics	0 % to 0,5 % of U_{din}	1 % ± 0,5 % of U_{din} at 7,5 f_{nom}	1 % ± 0,5 % of U_{din} at 3,5 f_{nom}

When verifying magnitude of supply voltage performance, replace U_{din} in Table 2 with the magnitude of supply voltage value that has been selected for the test.

– **Class S**

Same as class A.

– **Class B**

No steady-state uncertainty testing requirements are specified.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex A
(informative)

Power quality measurements – Issues and guidelines

A.1 General

This annex is provided as an informative complement to the normative part of this standard.

The following two clauses address general concerns and procedures for implementation of power quality measurements regardless of the purpose of the measurements.

– A.2 – Installation precautions
– A.3 – Transducers

The following clauses are pre-normative measurement methods:

– A.4 – Transient voltages and currents
– A.5 – Rapid voltage changes
– A.6 – Current
– A.7 – Voltage dip characteristics

A.2 Installation precautions

A.2.1 Installation

During installation of power quality (PQ) measurement instruments, the safety of the installer and others, the integrity of the system being monitored and the integrity of the instrument itself shall be ensured.

While many installations are temporary in nature and consequently may not utilize the same practices as for permanent installations, local codes shall never be compromised. Local codes, regulations and safety practices will cover most of the items below and will always take precedence over the precautions listed here. All local and national safety requirements shall be followed (for example, personal protective equipment requirements).

A.2.2 Test leads

A.2.2.1 Test lead connections

For safety, IEC 61010, which gives the safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use, applies.

Test lead connections made in load centre panel boards or junction boxes will be attached in a manner that does not violate the listed use of the devices to which they are attached. This generally includes returning doors, cover plates and access panels to their in-use position (i.e., closed, mounted with a full set of screws, etc.). If panels remain open during monitoring, adequate means will be provided to limit access to the area and inform others about the monitoring set-up and the responsible on-site contact.

It is for most cases recommended that the PQ measurement instrument be attached to a point in the system specifically designed for measurements or metering.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Test leads will be routed away from exposed conductors, sharp objects, low- and high-frequency electromagnetic fields, and other adverse environments. If possible, they will be strapped or tied to a solid object to prevent inadvertent disconnection.

A.2.2.2 Voltage test leads

Leads that are fused at the probe end, i.e. the end connected to the system being monitored, increase the safety of the connection. The instrument manufacturer shall specify the fuse size; this will be low enough to protect the test lead against overload conditions. Furthermore, the interrupting capacity of the fuse will be consistent with the available power-frequency fault current at the point of connection.

Voltage sense leads shall not be casually twisted around existing wires or inserted in circuit-breaker connectors that are designed to receive a single conductor. Instead, a properly rated and installed mechanical connection should be used. Where clips are used for temporary installations, they shall comply with IEC 61010. It is essential to ensure both that the clip is rated for the maximum voltage that may be present and that it is installed in a mechanically secure manner. During installation, the installer will consider what will happen if the clip is inadvertently dislodged, for example, by an abrupt tug on the cable.

Some test leads have insulated plugs capable of being stacked one on top of the other. Caution should be exercised so that when stacking, only intentional connections are made rather than creating an inadvertent short circuit. Always double-check the leads to ensure that short circuits have not been introduced. Also, connect the sense leads to the monitored circuit only after the leads have been connected to the PQ instrument and checked for correctness.

A.2.2.3 Current test leads

Care should be taken that the secondaries of current transformers, if used, do not become open circuit, i.e. there shall be no fuse in the secondaries of such circuits, and the connection to the burden shall be mechanically secure.

Clamp-on current transducers and associated leads, used for temporary installations, shall be designed according to IEC 61010-2-032.

A.2.3 Guarding of live parts

Often panel covers are removed for installation, or during the monitoring period. If so, all live parts will be adequately protected and the area will be kept inaccessible. If screw terminals are used in the measurement instrument, appropriate covers will be used to insulate the terminations. All attachments to terminations will be made in accordance with the specifications and intent of the terminations. For example, multiple wires shall not be connected to a screw terminal designed for a single wire.

A.2.4 Monitor placement

The PQ measurement instrument needs to be placed securely to minimize the risk of the instrument moving or loosening connections. If a paper printer is used for reporting disturbances, adequate precautions should be taken to ensure that accumulating paper does not present a hazard. Measurement instruments will not be left where excessive heat, moisture or dust may damage the instrument, or jeopardize the data collection process.

The measurement instrument will be placed so that it does not pose a hazard to those working in the area. A protective enclosure or barrier can sometimes be used to alleviate this concern. If possible, the measurement instrument will not be placed in a location where it will be exposed to many people, for example, in a heavily travelled hallway.

In addition, the location should not pose an undue hazard to the person installing the PQ measurement instrument. There are many locations that are too cramped, or in other ways

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

physically constrained, to allow suitable connection of instrument leads. In these situations, an alternative location will be selected.

A number of external environmental factors can affect the performance of a PQ measurement instrument. These environmental factors include temperature, humidity, low- and high-frequency electromagnetic fields, static discharge, mechanical shock and vibration.

A.2.5 Earthing

All instruments are capable of developing internal faults. The instruments power supply will be properly connected to a protective earth if declared necessary by the manufacturer. Many safety regulations also require an earth connection associated with the voltage test leads. Instruments with two or more earth connections (for example, one earth connection for the power supply, and another for the test leads) can create ground loops if the earth connections are made to different physical points outside the instrument. The risk from ground loops on the measurements and on the system being measured will need to be carefully considered.

There is also a need to consider the potential hazard to personnel and the instrument due to high potentials between different points in the grounding system. The use of isolating transformers for the power supply of the instrument is in most cases useful.

In all cases, safety considerations will take the highest priority.

A.2.6 Interference

If the PQ measurement instrument is connected to a mobile phone or other radio transmitter, one should take care that the transmitter antenna is sufficiently far away from devices that could be sensitive to interference. Such sensitive devices can include protection devices, medical monitors, scientific instruments, etc.

A.3 Transducers

A.3.1 General

Power quality measurement instruments, especially those in portable packages, are generally provided with inputs designed for low-voltage applications. Some permanently installed PQ measurement instruments are mounted at a distance from the point of the circuit where the parameters are to be measured. In both cases, a suitable transducer might be needed, to step down the voltage, to isolate the input circuits from the system voltage, or to transmit the signals over some distance. To accomplish any of these functions, a transducer may be used, provided that its characteristics are suitable for the parameter of interest.

In low-voltage systems, PQ measurement instruments are generally connected direct to the voltage point of interest, but transducers are often used for current measurements.

In medium- and high-voltage systems, transducers are used for both voltage and current PQ measurements.

There are two important concerns using transducers:

– signal levels: signals levels should use the full scale of the instrument without distorting or clipping the desired signal;
– frequency and phase response: these characteristics are particularly important for transient and harmonic measurements.

In order to avoid incorrect measurements, the full-scale rating, linearity, frequency and phase response, and burden characteristics of the transducer should be carefully considered.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE Current transducers designed for protection purposes may be less accurate than metering transducers.

A.3.2 Signal levels

A.3.2.1 Voltage transducers

The most common voltage transducer is the voltage transformer. Two types of voltage transformers can be considered: those used by protective relay circuits, and those used by metering circuits. The first type is sized so as to provide a correct response even in the case of overvoltages due to an unbalanced short circuit. The second, in contrast, is designed to protect meters from network overvoltages. In the latter category, in case of saturation, distortion of the delivered signal will occur.

Where monitoring is attached to a voltage transformer which is also used for other functions (for example, metering), one shall be careful that the additional burden do not affect the calibration or uncertainty of such other functions.

One should be careful when making connections to the secondary circuit of a transformer used for a protective relay. Connection errors might cause the relay to inadvertently trip.

NOTE For further details of the uncertainty of voltage transformers, see IEC 60044-2.

A.3.2.2 Current transducers

In the operation on the power system network, the value of the current can range from 0 to the short-circuit level of the network being monitored. The short-circuit current value can be well above the nominal current level. A value of 20 times nominal is not unusual.

The most common type of current transducer is the current transformer.

Some current transformers are equipped with two or more cores and/or two secondary windings: one for large current flows (20 to 30 times nominal current), typically for protection relays, and a second for nominal current flows. The correct secondary should be selected for the intended measurement. With direct connections, it is possible to damage the measuring instrument during faults if the wrong secondary has been selected. This damage can inadvertently provide an open circuit on the transformer secondary. Open circuits on the secondary winding of current transformers can give rise to dangerously high (and destructive) voltages.

Other considerations may affect the uncertainty of clamp-on current transducers, such as the centring and angle of the conductor as it passes through the window of the transducer.

NOTE For further details of the uncertainty of current transformers, see IEC 60044-1.

Measurements of transients can be performed with shunts or current transformers designed for high-frequency response.

Coaxial shunts are routinely used in laboratory environments but have the disadvantage of requiring insertion into the current-carrying conductors, and the fact that the output signal of the shunt is not isolated from the power circuit. On the other hand, they are not susceptible to the saturation and residual magnetization that can affect measurements made with current transformers.

Current transformers operating with a suitable resistive burden deliver a voltage signal proportional to the primary current. In general, the primary consists of one or a few turns of the primary circuit fed through an opening in the core. The major advantage of these current transducers is to provide isolation from the power circuits, and a wide range of ampere-to-volt ratios. Another advantage is that some (but not all) current transformers do not require the disconnection of the power conductor from its load during installation.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Other types of current transducers are sometimes used, including optical polarization detectors and Hall-effect transducers.

A.3.3 Frequency response of transducers

A.3.3.1 Frequency and phase response of voltage transducers

In general, transformer-type electromagnetic voltage transducers have frequency and transient responses suitable up to typically 1 kHz; but the frequency range may sometimes be limited to well below 1 kHz, and sometimes may extend to a few kilohertz.

Simple capacitor dividers can have frequency and phase responses that are suitable up to hundreds of kilohertz or even higher; however, in many applications, a resonant circuit is intentionally added, making the frequency response of the capacitive divider unsuitable for measurements at any frequency other than the fundamental.

Resistive voltage dividers may have frequency and phase response suitable up to hundreds of kilohertz. However, they may introduce other problems, for example, the capacitive load of the measurement instrument can influence the frequency and phase response of the resistive voltage dividers.

A.3.3.2 Frequency and phase response of current transducers

As current transformers are wound electromagnetic devices, the frequency response varies according to the uncertainty class, type (manufacturer), turns ratio, core material and cross-section, and the secondary circuit load.

Usually, the cut-off frequency of a current transducer ranges from 1 kHz to a few kilohertz, and the phase response degrades as the cut-off frequency is approached.

NOTE New concepts of current transducers with higher cut-off frequency and better linearity are being developed (optical and Hall-effect transducers). Insulation coordination, noise issues, full-scale capability, and safety conditions should be carefully considered.

A.3.4 Transducers for measuring transients

There are two important concerns that shall be addressed when selecting transducers for a.c. mains transients. Firstly, signal levels should use the full scale of the instrument without distorting or clipping the desired signal. Secondly, the frequency response (both amplitude and phase) of the transducer should be adequate for the expected signal.

- **Voltage Transducers (VTs)**
  - VTs should be sized to prevent measured disturbances from inducing saturation. For low-frequency transients, this requires that the knee point of the transducer saturation curve be at least 200 % of the nominal system voltage.
  - The frequency response of a standard metering class VT depends on its type and the burden applied. With a high impedance burden, the response is usually adequate to at least 2 kHz, but it can be less.
  - Capacitively coupled voltage transformers generally do not provide accurate representation of any higher frequency components.
  - High-frequency transient measurements require a capacitor divider or pure resistive divider. Special purpose capacitor dividers can be obtained for measurements requiring accurate characterization of transients up to at least 1 MHz.
- **Current Transducers (CTs)**
  - Selecting the proper transducer for currents is more difficult. The current in a distribution feeder changes more often and with greater magnitude than the voltage.
  - Standard metering-class CTs are generally adequate for frequencies up to 2 kHz (phase error can start to become significant before this limit). For higher frequencies, window

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

type CTs with a high turns ratio (doughnut, split core, bar type, and clamp-on) should be used.

– Additional desirable attributes for CTs are: a large turns ratio, for example, 2000:5; less than 5 turns in the primary; small remnant flux, for example, 10 % of core saturation; large core area; minimal secondary winding resistance and leakage impedance. When using a CT to measure transients, there are 2 key parameters that need to be considered, current-time product ($I \cdot t$ max) and rise time/droop. Typical values of the rise time (10 % to 90 %) are in the range of 2 ns to 200 ns. Typical droop values range from 0,1 %/µs to 0,5 %/ms.

NOTE In HV systems, high-frequency and transient voltage measurements may be performed using capacitive taps often available on CTs and transformer bushings.

A.4 Transient voltages and currents

A.4.1 General

This clause is primarily focused on transients occurring in LV systems and does not cover transients from GIS[1] installations or HV systems.

Transients can occur on all a.c. power systems. Traditionally, they have been characterized as "transient voltages"; however, in many cases, the transient current may be more important. The detection, classification, and characterization of transient voltages are challenging subjects.

A.4.2 Terms and definitions

A.4.2.1
transient
pertaining to or designating a phenomenon or a quantity which varies between 2 consecutive steady states during a time interval short when compared with the timescale of interest

[IEV 161-02-01]

A.4.2.2
surge
transient voltage wave propagating along a line or a circuit and characterized by a rapid increase followed by a slower decrease of the voltage

[IEV 161-08-11]

A.4.3 Frequency and amplitude characteristics of a.c. mains transients

Transients in a.c. power circuits occur over a wide range of waveforms, amplitudes, and duration. It is difficult to describe these by a simple set of parameters, but obtaining their signatures allows them to be classified into a few typical waveforms that are used for test purposes. Figure A.1 shows the frequency spectrum of several representative test waveforms in general use. This information is useful in developing algorithms that will be necessary for appropriate reduction of the analogue signals into the digital recordings and data processing of these events.

1 Gas-insulated switchgear.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

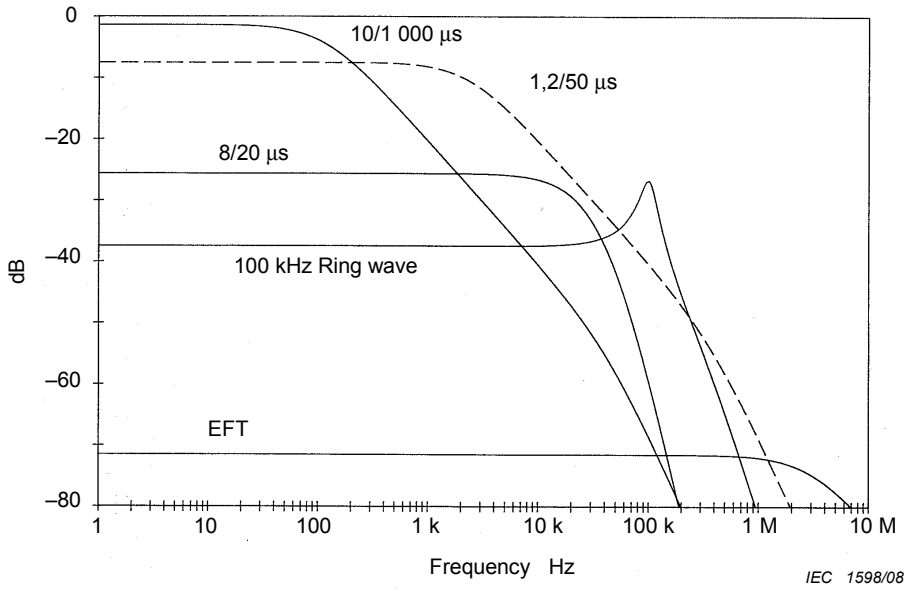

Figure A.1 – Frequency spectrum of typical representative transient test waveforms

For both voltage and current, the spectra of common test waveforms for a.c. mains transients contain frequencies that range up to approximately 10 MHz (lasting for 200 µs), with large amplitudes up to 1 MHz (lasting for 2 ms). For end-use a.c. mains connections, the amplitudes of common test waveforms range up to 6 kV, and up to 5 kA.

The sampling rate shall therefore be at least twice the maximum frequency of the waveform; in addition, the corresponding anti-alias filter shall have appropriate characteristics. See also A.2.4 for further information related to transient measurement.

A.4.4 Transient voltage detection

The results of a transient measurement depend both on the actual nature of the transient, and on the parameters selected by the user and reported by the instrument. When insulation is the main concern, transient measurements are generally made from phase to earth. When instrument damage is the primary concern, transient measurements are generally made from phase to phase or from phase to neutral.

Some of the detection methods and examples of application include:

– comparative method: when a fixed, absolute threshold is exceeded, a transient is detected, for example, Surge Protective Devices (SPDs) that are sensitive to the total voltage;

– envelope method: similar to comparative method, but with the fundamental removed prior to analysis, for example, for instances of capacitive coupled transients;

– sliding-window method: the instantaneous values are compared to the corresponding values on the previous cycle, for example, low-frequency switching transients associated with capacitive banks used for power factor correction;

– d*v*/d*t* method: when a fixed, absolute threshold of d*v*/d*t* is exceeded, for example, mistrigger of power electronics circuits or non-linear distribution on inductor winding;

– r.m.s. value: using very rapid sampling, the r.m.s. value is computed for intervals much less than one fundamental period, and compared to a threshold, for example, when further computations are desirable such as energy deposition in an SPD or charge transfer;

– other methods include frequency versus amplitude measurements (Discrete or Fast Fourier transform, wavelet, etc.).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.4.5 Transient voltage evaluation

Once the transient has been detected using the methods above, it can be classified. Some classification methods and parameters include

– the peak voltage and/or current. Note that the peak value is also influenced by the measurement interval;

– the overshoot voltage;

– the rate of rise *(*d*v*/d*t* or d*i*/d*t),* of the leading edge;

– frequency parameters;

– the duration. This is a difficult parameter to define, due to damping, irregularity of waveforms, etc.;

– damping coefficient;

– frequency of occurrence;

– energy and power, available or conveyed;

– continuous (every cycle, such as notches) or single-shot (unpredictable) transients.

All of these numerical parameters are helpful in developing a classification system to describe the transient environment in statistical terms.

On the other hand, especially when troubleshooting, a signature can describe in one graphic representation several of these hard-to-quantify parameters.

A.4.6 Effect of surge protective devices on transient measurements

Surge protective devices (SPDs) are shunt-connected components that conduct when a threshold voltage is exceeded. They are commonly used to limit transient voltages. They may be found in plug-in mains filtering devices, and are often included as part of a sensitive electronic device, such as a personal computer.

Because all SPDs on a mains circuit are effectively connected in parallel, the one with the lowest limiting voltage will (within its performance capabilities) limit all transient voltages to its limiting voltage and divert the largest portion of the transient current impinging on the facility. Consequently, measuring transient voltages in many environments – offices, labs, factories, etc. – is of limited of use: one is simply measuring the threshold voltage of one of the many SPDs that are present.

For this reason, the transient current is often a better measure of the severity of a.c. system transients than the transient voltage.

A.5 Rapid Voltage Changes (RVC)

A rapid voltage change is a quick transition in r.m.s. voltage between two steady-state conditions.

To measure rapid voltage changes, thresholds may be defined for each of the following: the minimum rate of change, the minimum duration of the steady-state conditions, the minimum difference in voltage between the two steady state conditions, the maximum voltage change during the transition period (voltage change characteristic) and the steadiness of the steady-state conditions.

The voltage during a rapid voltage change shall not exceed the voltage dip and/or the voltage swell threshold, as it would otherwise be considered as a voltage dip or swell.

The characteristic parameter of the rapid voltage change is the difference between the steady-state value reached after the change and the initial steady-state value.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.6 Current

A.6.1 General

In a power quality context, current measurements are useful as a supplement to voltage measurements, especially when trying to determine the causes of events such as voltage magnitude change, dip, interruption, or unbalance.

The current waveform can further help associate the recorded event with a particular device and an action, such as a motor being started, a transformer being energized or a capacitor being switched.

Linked with voltage harmonics and interharmonics, the current harmonics and interharmonics can be useful to characterize the load connected to the network.

Note that this annex does not consider the measurement transducers.

A.6.2 Term and definitions

***I*half cycle rms**
value of the r.m.s. current measured over each half-period

A.6.3 Magnitude of current

A.6.3.1 Measurement

The manufacturer or the user should specify a full-scale r.m.s. current, including a maximum crest-factor value.

NOTE Harmonics, interharmonics and ripple control signals are included in the evaluation.

– **Class A**

The measurement should be the r.m.s. value (defined in 3.23) of the current magnitude over a 10-cycle time interval for a 50 Hz power system or 12-cycle time interval for a 60 Hz power system. Each 10/12-cycle interval should be contiguous and non-overlapping.

– **Class S**

The manufacturer should specify the measurement time interval used.

– **Class B**

Same as class S.

A.6.3.2 Measurement uncertainty

– **Class A**

Over the specified influence quantity conditions described in 6.1, the measurement uncertainty ΔI should not exceed ±0,1 % of full scale.

– **Class S**

The manufacturer should specify the uncertainty ΔI over the specified influence quantity conditions described in 6.1. In all cases, the measurement uncertainty should not exceed ±1,0 % of full scale.

– **Class B**

The manufacturer should specify the uncertainty ΔI over the specified influence quantity conditions described in 6.1. In all cases, the measurement uncertainty should not exceed ±2,0 % of full scale.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.6.3.3 Measurement evaluation

For single-phase systems, there is a single r.m.s. current value. For 3-phase 3-wire systems, there are typically 3 r.m.s. current values; for 3-phase 4-wire systems, there are typically 4 current values. It is optional to measure the current in the earth conductor as well.

– **Class A**

Aggregation intervals as described in 4.4 and 4.5 should be used, but additional aggregation techniques might be used for smoothing, for example with a digital filter as specified in IEC 61000-4-7.

If any of the 10/12-cycle r.m.s. values are greater than the full-scale current specified, the 10/12-cycle r.m.s. current value for that interval should be "flagged".

– **Class S**

The manufacturer and/or the user should specify the measurement intervals.

– **Class B**

Same as class S.

A.6.4 Inrush current

A.6.4.1 Measurement

– **Class A**

The inrush current begins when the $I_{\text{half cycle rms}}$ current rises above the inrush threshold, and ends when the $I_{\text{half cycle rms}}$ current is equal to or below the inrush threshold minus a user-selected hysteresis value.

The measurement should be the $I_{\text{half cycle rms}}$ values. Each half-cycle interval should be contiguous and non-overlapping.

NOTE 1 The inrush threshold is set by the user. Typically, the inrush threshold is greater than 120 % of the nominal current.

NOTE 2 For a full understanding of the inrush phenomena it is recommended that the user obtain a signature of all currents and voltages relating to the inrush current (see B.7.2).

– **Class S**

The measurement should be the r.m.s. value of the current over a short time interval specified by the manufacturer.

– **Class B**

Same as class S.

A.6.4.2 Measurement evaluation

– **Class A**

The inrush current can be further characterized by:

- the time duration between the beginning and the end of the inrush current;
- the maximum value of inrush current measured $I_{\text{half cycle rms}}$ value;
- the square root of the mean of the squared $I_{\text{half cycle rms}}$ values measured during the inrush duration.

– **Class S**

No requirement.

– **Class B**

Same as class S.

A.6.4.3 Measurement uncertainty

– **Class A**

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Over the range of influence quantities described in 6.1. the measurement uncertainty should not exceed ±0,5 % of reading. The uncertainty of the duration measured is 1 half-cycle.

– **Class S**

The manufacturer should specify:

– the uncertainty over the specified influence quantities conditions described in 6.1,

– the range of current.

– **Class B**

Same as class S.

In all cases, the measurement uncertainty should not exceed ±5,0 % of reading.

A.6.5 Harmonic currents

– **Class A**

The basic measurement of current harmonics, for the purpose of this standard, is defined in IEC 61000-4-7. Use that standard to determine a 10/12-cycle gapless harmonic sub-group measurement, denoted $I_{sg,h}$.

Aggregation intervals as described in 4.4 and 4.5 should be used.

A 10/12-cycle current harmonic measurement is marked "flagged" if either a voltage dip or voltage swell (see 5.4) or a voltage interruption (see 5.5) occurs during this time interval.

– **Class S**

The manufacturer should specify measurement and aggregation methods.

– **Class B**

Same as class S.

A.6.6 Interharmonic currents

– **Class A**

The basic measurement of current interharmonics, for the purpose of this standard, is defined in 61000-4-7. Use that standard to determine a 10/12-cycle gapless centred interharmonic sub-group measurements, denoted $I_{isg,h}$.

Aggregation intervals as described in Clause 4.4 and Clause 4.5 should be used.

A 10/12-cycle interharmonic current measurement is marked "flagged" if either a voltage dip or a voltage swell (see Clause 5.4), or a voltage interruption (see Clause 5.5) occurs during this time interval.

– **Class S**

The manufacturer should specify measurement and aggregation methods.

– **For Class B**

Same as class S.

A.7 Voltage dip characteristics

A.7.1 General

Voltage dips are generally acknowledged to be a common power quality event.

The normative part of this standard characterizes voltage dips by two characteristics, depth (or residual voltage) and duration. It derives these characteristics from one-cycle r.m.s. values that are updated each half-cycle.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

However, voltage dips are rarely rectangular, i.e. the U_{rms} value often varies during the dip, and limiting the characteristics to depth and duration can obscure useful information. As an example, in the case of voltage dips due to motor-starting or due to transformer energizing where there is a smooth transition between the dip and normal operation.

Ultimately, the greatest amount of information is available in waveforms recorded during the voltage dip. But characteristics are a useful way of reducing data, interpreting and categorizing events.

Multiple dips may occur, for example, during a failed attempt to auto-reclose and re-energize a faulty line section. Events that occur at approximately the same time may be counted as a single event.

Depending on the purpose of the measurement, other characteristics in addition to depth and duration should be considered.

A.7.2 Rapidly updated r.m.s values

During a voltage dip, it may be useful to calculate 1-cycle r.m.s values that are updated more frequently than every half-cycle (as specified in the normative part of standard). For example, it may be useful to update the 1-cycle r.m.s. value 128 times each cycle. This approach allows more precise identification of the beginning and end of the voltage dip, using simple thresholds. The drawbacks are increased data and processing and introducing a possibly misleading sliding filter.

RMS voltage values correctly reflect the available power into a resistive load. However, electronic loads are not directly sensitive to r.m.s. voltage, instead, they are generally sensitive to voltage near the peak of the waveform, and are insensitive to other parts of the waveform. Algorithms other than r.m.s. may be useful to evaluate the effects of a voltage dip on electronic loads.

A.7.3 Phase angle/point-on-wave

For some applications, for example, electro-mechanical contactor drop-outs, the phase angle at which a voltage dip begins is an important characteristic, which is sometimes called point-on-wave.

This phase angle can be determined by capturing the pre-dip and during-dip waveforms, then examining them for the point at which the waveform deviates from the ideal by, for example, 10 %, then backing up along the waveform with a narrower threshold, for example, 5 %, to the beginning of the dip. This algorithm is highly sensitive for finding the exact beginning of a voltage dip, without triggering on minor non-dip variations.

A similar algorithm may be used to find the end of the dip. In addition to phase-angle information, this approach also permits the dip duration to be calculated precisely, with a resolution much finer than 1-cycle.

Also, advanced signal-processing techniques are capable of detecting the exact beginning of a voltage dip.

A.7.4 Voltage dip unbalance

Even very brief unbalance can damage 3-phase rectified loads, or cause over-current devices to trip. Three-phase dips are often unbalanced. With the rapidly updated r.m.s values described in A.7.2, it is often useful to calculate 3-phase unbalance during a dip. The unbalance often varies during a dip, so the unbalance might be presented in a graphic form, or the maximum unbalance during a dip might be presented.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

It may be useful to analyse separately the zero sequence, negative sequence, and positive sequence of the fundamental frequency during an unbalanced dip. This approach yields information about how the dip propagates through the network and can be useful in understanding simultaneous dips and swells on different phases.

A.7.5 Phase shift during voltage dip

In some applications, for example, 3-phase rectifiers, the phase shift of the voltage dip can be important. Such a phase shift may be measured by, for example, a DFT applied to the cycle prior to commencement of the dip, and another cycle after the commencement of the dip. If this approach is taken throughout the dip, a maximum phase shift during the dip may be calculated. The phase shift at the conclusion of the dip may also be useful. In some applications, for example, phase-locked-loop stability, it may be useful to calculate the maximum slew rate ($d\Theta/dt$) of the phase angle during the dip.

The calculation of phase shift during a voltage dip may be combined with voltage dip unbalance by calculating the magnitude and phase angle of zero-sequence, negative-sequence and positive-sequence components during an unbalanced dip.

A.7.6 Missing voltage

This characteristic of a voltage dip may be calculated by subtracting the dip waveform from an ideal waveform, with amplitude, phase, and frequency based on the pre-dip data. This characteristic can be useful for analysing the effect of the dip on voltage restoration devices, for example.

A.7.7 Distortion during voltage dip

The voltage during a dip is often distorted, and the distortion may be important for understanding the effect of the dip on electronic devices. Traditional methods such as THD may be considered for describing this distortion, but THD compares the distortion to the fundamental which, by definition, is rapidly varying during a dip. For this reason, it may be more useful to evaluate distortion during a dip simply as the r.m.s. value of the non-fundamental components.

The presence of even harmonics during or after the dip may point to transformer saturation.

A.7.8 Other characteristics and references

This list of voltage dip characteristics is not exhaustive. Other characteristics, not identified here, may be useful for analysing the effects of voltage dips on various types of loads, control devices, and correction devices. For further details and examples, it is recommended to refer to the following publications: IEC 61000-2-8 and IEEE 1159.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex B
(informative)

Power quality measurement – Guidance for applications

B.1 Contractual applications of power quality measurements

B.1.1 General

This clause provides guidance on the measurement of Power Quality (PQ) for contractual purposes. It highlights factors that should be considered by the concerned parties.

NOTE The description of voltage quality parameters is discussed below.

It is recommended that B.1.2 should be consulted prior to entering into a PQ contract, whilst B.1.3 should be consulted prior to performing PQ measurements to test compliance with the contract terms.

B.1.2 General considerations

The terms specified in the contract will need to be both achievable by one party and acceptable to the other. The starting point for a PQ contract should be a PQ standard or specification. Consideration should be given to the planning and indicative values in the relevant IEC standards, for example, IEC 61000-2-2, IEC 61000-2-4, IEC 61000-2-12 and parts of IEC 61000-3-6 and IEC 61000-3-7.

In order to ensure that the results are representative of normal system operating conditions, the PQ measurement survey may discount but not discard data at times when the supply network is subject to severe disturbance resulting from

– exceptional weather conditions;
– third-party interference;
– acts by public authorities;
– industrial action;
– force majeure;
– power shortages resulting from external events.

The contract should specify whether flagged data, as described in the normative part (see 4.7) in this standard, should be excluded from the analysis when assessing the results for contract compliance. If flagged data are excluded, the measurement results will generally be mutually independent for each parameter, and each parameter may be more easily compared directly to a contractual value. If flagged data is included, the measurement results will generally be more directly related to the effects of power quality on sensitive loads, but will be far more difficult or even impossible to compare to any contractual values.

NOTE Flagged data indicate that a disturbance might have influenced the measurement and that consequently a single disturbance might have affected multiple parameters.

When PQ measurements are considered necessary to assess compliance of the supply against contract terms, it is the responsibility of the party that considers the measurements necessary to arrange for them to be performed, if permanent monitoring is not already available. However, this should not preclude the contract from detailing who should perform the measurements. There might be a need to consult third parties.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The contract should indicate how the financial cost of the measurements is to be borne by the concerned parties. This can be dependent upon the measurement results.

The terms of this contract should specify the duration of the contract, the measurement time interval, the PQ parameters to be measured and the electrical location of the measuring instrument(s). See B.1.3 for examples of measurement time interval and PQ parameters.

The choice of the connection mode of the measuring device (i.e. phase-to-neutral or phase-to-phase) should be coherent with the type of supply connection or should result from a common decision between the concerned parties. It should be explicitly mentioned in the contract.

The terms of the contract should specify the use of the measurement methods and the uncertainty described in the normative part of this standard.

The contract should specify the method for determining compensation, in the event of one party failing to honour the terms of the contract.

The contract may contain provisions for the resolution of disputes regarding interpretation of measurements.

The contract will need to address the subject of data access and confidentiality, for example, the party carrying out the PQ measurements might not be the same party that has to analyse the data and assess contract conformity.

B.1.3 Specific considerations

B.1.3.1 General

Power quality (PQ) is assessed by a comparison between the results of measured PQ parameters, and the limits (contractual values) given in a PQ contract. These limits are beyond the scope of this standard.

In a contract, the description of each PQ parameter may include: contractual value(s), time interval to be considered, duration of the assessment time interval(s), and possibly special procedures regarding “flagged” measurements.

Many PQ parameters (voltage, harmonics, flicker) can show variations between weekday and weekends. For these, the assessment period should be for a week minimum (or an integer number of weeks).

B.1.3.2 Power frequency

Measurement interval: 1 week minimum assessment period.

Evaluation techniques: 10 s values are considered. The following techniques are suggested, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed high or low contractual values might be counted;
– the worst-case values might be compared to high and/or low contractual values (the measurement interval might be different for this possibility);
– one or more 95 % (or other percentage) probability weekly values, expressed in hertz, might be compared to high and/or low contractual values;
– the number of consecutive values that exceed high and/or low contractual values might be counted;
– the integration over the measurement interval, of value that deviate from nominal frequency might be compared to contractual values.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

B.1.3.3 Magnitude of the supply voltage

Measurement interval: 1 week minimum assessment period.

Evaluation techniques: 10 min values should be considered. The following techniques are suggested, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed high or low contractual values might be counted;
– the worst-case values might be compared to high and/or low contractual values (the measurement interval might be different for this possibility);
– one or more 95 % (or other percentage) probability weekly values, expressed in volts, might be compared to high and/or low contractual values;
– the number of consecutive values that exceed high and/or low contractual values might be counted.

B.1.3.4 Flicker

Measurement interval: 1 week minimum assessment period.

Evaluation techniques: 10 min values (P_{st}) and/or 2 hour values (P_{lt}) might be considered. The following techniques are suggested for both values, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed contractual values might be counted;
– a 99 % (or other percentage) probability weekly values for P_{st}, or 95 % (or other percentage) probability weekly value for P_{lt}, might be compared to contractual values.

B.1.3.5 Voltage dips/swells

Measurement interval: 1 year minimum assessment period.

Evaluation techniques: the parties to the contract should agree on the declared input voltage U_{din}.

NOTE For LV customers, the declared voltage is usually equal to the nominal voltage of the supply system. For MV or HV customers, the declared voltage may be different from the nominal voltage.

The parties to the contract should agree on

– the dip and swell detection thresholds;
– time aggregation techniques;
– location aggregation techniques if more than one location is measured;
– reporting techniques such as residual voltage/duration tables,
– any other evaluation techniques that might be relevant.

B.1.3.6 Voltage interruptions

Measurement interval: 1 year minimum assessment period.

Evaluation techniques: the parties might agree on a duration that defines the borderline between "short" and "long" voltage interruptions. The count of the voltage interruptions, and the total duration of the "long" voltage interruptions during the measurement interval, might be considered. Other evaluation techniques might be agreed between the parties.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Interruptions for which the customer is informed in advance (for example, minimum 24 h) could be counted separately from interruptions for which the customer is not informed in advance.

B.1.3.7 Supply voltage unbalance

Measurement interval: 1 week minimum assessment period.

Evaluation techniques: 10 min values and/or 2 h values might be considered. The following techniques are suggested for both values, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed contractual values might be counted;
– the worst-case values might be compared to contractual values (the measurement interval might be different for this possibility, for example one year);
– one or more 95 % (or other percentage) probability weekly values, expressed in per cent, might be compared to contractual values.

B.1.3.8 Harmonic voltages

Measurement interval: 1 week minimum assessment period for 10 min values, and daily assessment of 150/180-cycle values for at least 1 week.

Evaluation techniques: 150/180-cycle time interval and/or 10 min values might be considered. Contractual values may be applied to individual harmonics, or range of harmonics, or other groupings, for example, even and odd harmonics, according to agreement between the parties to the contract. The following techniques are suggested for all values, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed contractual values might be counted;
– the worst-case values might be compared to contractual values (the measurement interval might be different for this possibility, for example one year);
– one or more 95 % (or other percentage) probability weekly values for 10 min values, and/or 95 % (or other percentage) probability daily values for 150/180-cycle time interval values, expressed in per cent, might be compared to contractual values.

B.1.3.9 Interharmonic voltages

Measurement interval: 1 week minimum assessment period for 10 min values, and daily assessment of 150/180-cycle values for at least 1 week.

Evaluation techniques: 150/180-cycle time interval and/or 10 min values might be considered. Contractual values may be applied to a range of interharmonics, or other groupings, according to agreement between the parties to the contract. The following techniques are suggested for all values, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed contractual values might be counted;
– the worst-case values might be compared to contractual values (the measurement interval might be different for this possibility, for example one year);
– one or more 95 % (or other percentage) probability weekly values for 10 min values, and/or 95 % (or other percentage) probability daily values for 150/180-cycle time interval values, expressed in per cent, might be compared to contractual values.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

B.1.3.10 Mains signalling voltage on the supply voltage

Measurement interval: 1 week minimum assessment period.

Evaluation techniques: the following techniques are suggested for all values, but other evaluation techniques might be agreed between the parties:

– the number, or per cent, of values during the measurement interval that exceed contractual values might be counted;
– the worst-case values might be compared to contractual values (the measurement interval might be different for this possibility).

B.2 Statistical survey applications

B.2.1 General

These provide guidance for designing and performing statistical power quality surveys (including permanent monitoring) in support of:

a) Consumer requirements, where the aim of such surveys is to provide the consumer with information on the power quality parameters seen by the consumer referenced against a set of recognized power quality indices. These indices may relate to recognized standards, or a pre-defined set of requirements specified for a particular installation or item of equipment (e.g. contracts or equipment specifications).
b) Network operator requirements for assessing existing levels of distortion/disturbance on the network (e.g. in the assessment required for the connection of new loads).

Historically, networks have been designed and operated differently in different countries and any attempt to normalize the outputs of different national power quality surveys will be extremely complex and open to misinterpretation.

This clause explains the aim of power quality statistics and gives some guidelines.

The first objective of these techniques is to compress a large number of measured values.

The second objective is to compute power quality indices for benchmarking, either on one specific point or for a whole network in order to:

– verify the compliance with contractual agreement (see Clause B.1),
– monitor the performance evolution of a network during long periods,
– compare different networks during the same interval.

B.2.2 Considerations

A statistical analysis shall be done with homogeneous values: same measurement time interval, same measurement data, same network, etc.

Statistics computation is based on a classification of the measured values.

For each parameter, the user defines a "normal range" of variation and may choose to include or not, flagged data (see 4.7), since this data by definition can be irrelevant.

The normal range of variation is then divided into several classes of equal width. The number of classes determines the confidence interval – 100 classes seem adequate. Classes remain constant over a measurement period – 1 day, 1 week, 1 year, etc. – and are ordered from the lowest to the greatest class value within the normal range of variation.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

The number of measured values within each class is counted. These counts may be used to determine cumulative curves, which in turn may be used to determine percentiles.

The statistics formula with the confidence level, for example 95 %, should be used to determine the confidence interval. When the number of statistical values is small, one should be careful about the confidence interval.

B.2.3 Power quality indices

B.2.3.1 Characterizing a single point on the network

One single measurement point may be characterized by two kinds of power quality indices depending on the phenomena concerned:

– statistical indices like percentiles, maximum or mean values over a period of time (see IEC 61000-3-6 for harmonics, IEC 61000-3-7 for flicker, or IEC 61000-3-13 for unbalance);

– event counting and tabulating.

Examples of power quality indices are given for each parameter in B.1.3.

B.2.3.2 Characterizing an entire network

An entire network is a collection of single points classified by type of network or customers. Weighting rules might be defined in order to get global results. Weighting rules might apply both to statistical indices and events.

B.2.4 Monitoring objectives

Power quality monitoring is necessary to characterize electromagnetic phenomena at a particular location on an electric power circuit.

The objective may be as simple as verifying steady state voltage regulation at a service entrance, or may be as complex as analyzing the harmonic current flows within a distribution network.

Generally speaking, power quality monitoring is carried out for one of three reasons.

a) Troubleshooting: To diagnose incompatibilities between the electric power source and existing equipment connected within an installation.

b) PQ evaluation: To evaluate the electrical environment at a particular location to refine modelling techniques or to develop a power quality baseline.

c) Planning the connection of new equipment: To predict future performance of equipment or power quality mitigating devices that are planned to be connected within an installation. In any event, the most important task in any monitoring project is to define clearly the objectives of monitoring.

The procedure for defining monitoring objectives will depend upon the reason for carrying out the monitoring. From this will come the parameters to be measured, the duration of the monitoring and the thresholds against which the parameters will be evaluated.

B.2.5 Economic aspects of power quality surveys

There are several elements that impact on the cost and overall economics of a measurement campaign. These elements include:

- measurement equipment;
- transducers;
- installation, including connection access;

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

- labour;
- communications;
- data management (database, etc.);
- data processing and analysis;
- survey duration.

Of these elements, the measurement equipment cost itself is rarely the most expensive item. In electric utility substation and feeder applications, the installation and labour costs usually dominate the measurement equipment costs by a significant margin. When the total life cycle of a long term measurement campaign is considered, the communication and data analysis costs begin to dominate. It is wise therefore to choose instrumentation that is easy to install, has many communication options, and provide the data in a form that simplifies the analysis task (e.g. the data are available in a standardized format).

An obvious multiplier of measurement campaign cost, is related to the duration of a survey. This is applicable to compliance measurement campaigns such as those associated with standards such as EN 50160. The guidance in this regard is to first, comply with national standards requirements for survey durations and then second, take into consideration the context of the measurement when the duration is not explicitly mandated in a national standard. The duration of the measurement campaign should be tailored to the situation in such way that the survey duration can be minimized whilst obtaining enough information to properly conduct the assessment. Factors that influence the selection of the duration of a measurement campaign include:

- customer type (e.g. residential, commercial, industrial);
- reason for monitoring (see above);
- variability of the load and time frame over which that variability is expected to be experienced.

Prior to installing a permanent power quality monitoring system, a business case often has to be developed. Typical business cases include both tangible and intangible benefits. Direct, tangible benefits include:

- identification by signature analysis of failing equipment before total failure (e.g. tap changers, capacitor banks and their switches, transformers);
- reduction of system restoration time (e.g. fault finding);
- contract compliance;
- connection requirements for new equipment.

Intangible benefits include:

- identifying problem feeders to help improve reliability indices;
- customer feedback to improve customer relations.

The economics of a power quality measurement campaign can be improved by augmenting the system with information gathered by other equipment not specifically designed for power quality measurement. Sharing resources in this manner allows the cost of measurement to be shared with the primary cost of the device: reclosers, capacitor switch controllers, etc.

B.3 Locations and types of surveys

B.3.1 Monitoring locations

The choice of locations to install power quality monitors will be dependent upon the objective of the survey. If the monitoring objective is to diagnose an equipment performance problem, then the monitor should be placed as close to the load as possible. This applies to performance

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

problems with both sensitive electronic loads such as computers and adjustable speed drives, and electrical distribution equipment such as circuit breakers and capacitors. After the voltage fluctuations are detected, the monitor may be moved upstream on the circuit to determine the source of the disturbance.

Monitoring location may also be determined by cost and convenience as long as it does not compromise the technical, regulatory or legal objectives. For example, it is less costly to monitor at low voltage than at high voltage. Measuring in a substation is generally less expensive than on a feeder or on a pole.

For compliance monitoring related to service contracts, a monitoring location shall be agreed to by all parties to the contract in advance. This is typically defined as the Point of Common Coupling (PCC) between the customer and the system. Where the PCC is defined as the point on a public power supply network, electrically nearest to a particular load, at which other loads are, or could be, connected.

B.3.2 Pre-monitoring site surveys

Prior to conducting a measurement campaign, it is recommended that information regarding the system environment be gathered to facilitate proper instrument placement, operation and analysis. Elements that are common to all surveys include among others:

- electrical system data (single-line diagrams, transformer specifications, transformer connection, short circuit levels, capacitor bank size and location, branch circuit data, load data, grounding, etc.);
- changes in installation topology over time (e.g. power factor capacitor status, loads, transformers in/out of service, etc.);
- known disturbing loads, rating and operating regime.

B.3.3 Customer side site survey

For surveys within a customer's installation, in addition to the information mentioned above, it is useful to gather information on any encountered problems. For example the nature and characteristics of sensitive equipment, the time stamp of any events that coincide with a reduction in performance. These events should be checked for coincidence with operations within the installation and on the network.

B.3.4 Network side survey

Surveys of the supply network itself require that network specific information be gathered including:

- network protection equipment and settings
  - if the settings are changed for any reason during the course of a survey, it can impact the statistics of voltage dips, for example,
  - this permits evaluation of alternative protection scenarios based on survey results;
- existence and characteristics of ripple control (or other relevant telecontrol via power line carrier) that may impact measurements;
- load characteristics (e.g. industrial, commercial, residential or mixture);
- network operation protocol with regards to volt/var control – regulation.

B.4 Connections and quantities to measure

B.4.1 Equipment connection options

There are several decisions that need to be made related to connecting the measurement equipment. These decisions include:

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

- single-phase versus three-phase measurement;
- line-to-line versus line-to-neutral or line-to-ground connection;
- high side versus low side measurement near transformers.

These decisions will be heavily influenced by the reason for the survey. Sometimes, connection requirements may be specified inherently by a particular standard against which the survey is being conducted. Whatever the case, the connection should be made in a way that is consistent with the requirements or connection of the affected equipment, taking into account transformer connection issues.

A general observation can be made that when measuring steady state phenomena such as harmonics and flicker, single-phase measurements can often be made instead of three phase measurements. This is possible because these phenomena are often reasonably balanced. This assumption should be checked by performing a temporary three-phase measurement. When voltage dips and swells are the primary reason for monitoring, it is necessary to monitor all phases powering the affected equipment.

When general surveys are being performed with a three-phase connection and/or there are several voltage transformations downstream from the monitored location, connecting the measurement equipment from line-to-neutral on grounded systems is recommended because the line-to-line values can often be derived either in the instrument or off-line.

Where this is not the case, the connection mode of the monitoring instrument should be chosen taking into account both the connection mode of the potentially affected equipment and the successive voltage transformations downstream.

B.4.2 Priorities: Quantities to measure

The quantities to measure will generally be defined by the monitoring objectives, relevant compliance standards and other factors. For general surveys, it will be necessary, in order to conserve memory space, to identify a priority order for the quantities to monitor. For example:

a) power parameters (*V, I, P, Q, S, DPF, TPF*, etc.),
b) voltage dips/swells,
c) harmonic voltage,
d) harmonic current,
e) unbalance,
f) transients (e.g. capacitor switching – low frequency),
g) flicker,
h) interharmonic voltages and currents,
i) mains signalling.

NOTE DPF is the Displacement Power Factor, or the cosine of the angle between the fundamental voltage and the fundamental current. TPF is the true power factor, or the ratio between watts and volt-amperes.

This ordering is an example; the actual prioritization depends on the overall goals and objectives of a particular measurement campaign.

Once the priority is established and an instrument chosen based on those priorities, it is recommended that as much information as the instrument can provide be utilized. It is generally easier to discard data after a survey rather than to derive them when a quantity is desired later that was not directly measured. Generally, the only issues affecting this decision are instrument storage capabilities and communication time/cost impacts.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

B.4.3 Current monitoring

In general, customers are responsible for the current that their equipment draws from or injects into the system and the supplier is responsible for the supply voltage. This fact can be used as the basis for deciding when to measure currents.

The measurement of current is important for the concept of emission assessment. The measurement of the magnitudes of the harmonic currents is normally sufficient for compliance tests. In other types of tests, knowledge of the phase angles of the harmonic currents is important, for example in studies to determine whether the harmonic currents of a planned new installation, when superimposed on the already existing harmonic currents, are acceptable or not. Moreover, the information on phase angles between harmonic currents and harmonic voltages helps to find unknown sources of possibly distorting harmonic currents. The accurate measurement of phase angles needs appropriate instrumentation, including voltage and current sensors, and may become increasingly difficult with increasing order of the harmonics.

The measurement of current can be invaluable in determining sources/causes of power quality events, since it can help to determine if the cause of the event is up stream or down stream of the measuring instrument. This is particularly true for voltage dips.

B.5 Selecting the monitoring thresholds and monitoring period

B.5.1 Monitoring thresholds

Monitoring thresholds may be determined by the power quality indices against which the results are to be compared, or may be determined by the load requirements. Once again, the reasons for performing the power quality survey shall be consulted.

The difference between thresholds used for disturbance capture, versus thresholds used for event characterization, counting and analysis, should be considered.

As a general recommendation, thresholds should be as tight as feasible (while avoiding continuous triggering). Wider thresholds can be effectively implemented subsequently on captured data, but data that was missed due to loose thresholds can never be recaptured.

Thresholds on sliding references should be used when measuring at an unregulated portion of the network. For example, monitors deployed on distribution feeders with load tap changers or capacitor bank based voltage regulation may be able to use fixed thresholds. Transmission systems or other portions of the network that are not directly regulated with regards to voltage should use the sliding reference method.

B.5.2 Monitoring period

The monitoring period will be determined by the reasons for performing the power quality survey. For example, if the results are to be compared against power quality indices, there may be guidance in those indices regarding the monitoring period.

It is often useful to compare power quality measurements over time, for example comparing one year to the previous year. If this type of comparison is useful, the monitoring period may be permanent.

Some standards may specify minimum measurement periods. In any case, event measurements such as voltage dips and swells generally require longer measurement periods in order to capture enough events to provide meaningful statistics (months). Rarer events such as interruptions may require even longer periods; in contrast, for harmonics and other steady state measurements, meaningful information may be captured in relatively short periods of time (minimum of one week).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

For compliance monitoring, the monitoring period should already be specified in the relevant standard. For practical reasons, it may be necessary to interpret the standard - for example “do you need to measure for one year for EN 50160 compliance? Does it need to be continuous?”

B.6 Statistical analysis of the measured data

B.6.1 General

A suitable statistical analysis method shall be chosen for the data. Different statistical methods may be selected, depending on the power quality parameter and measurement objectives, but the methods can be roughly divided into:

- methods that count the number of events that exceed some threshold, and
- methods that summarize large numbers of quasi-steady-state measurements into a single number or a few numbers.

For the latter methods, various possible numbers may be chosen as the most useful summary value: maximum value, 99 % value, 95 % value, average value, minimum value, etc. In many references, the 95 % probability value has been found to be useful.

B.6.2 Indices

Prior to carrying out a measurement campaign, it is necessary to understand the indices against which the results of the campaign will be compared. This information will help to determine the duration of the campaign, trigger thresholds and statistical analysis of the results. In the absence of a recognized standard, it will be necessary to devise a specific set of indices for each measurement campaign.

There has been much work done by various professional bodies around the world on the subject of power quality indices. Some of the better known of these are listed under the bibliography.

B.7 Troubleshooting applications

B.7.1 General

Power-quality-related troubleshooting is generally performed in response to operational incidents or problems. Consequently, it is often desirable to produce results as quickly as possible, rather than producing data of archival or contractual value. Nevertheless, this need for fast diagnosis should not lead to premature or unfounded conclusions.

Typically, raw unaggregated samples are most useful for troubleshooting, as they permit any type of post-processing that may be desired, for example, signatures, wavelets, etc. However, to minimize the amount of data to be stored and reviewed for troubleshooting, it is useful for the instrument to record and present only data that were recorded just prior to, during, and after an event such as a voltage dip or transient.

B.7.2 Power quality signatures

Signatures are graphic presentations of power quality events, often accompanied by a short table of numeric characteristics.

The most common form is a time-domain plot of voltage and current. Other forms, such as histogram displays of harmonics, cumulative probability distributions, etc., may also be useful. Common timescales for signatures range from 100 µs to 30 day. Usually, an instrument determines the best timescale for presenting a power quality event based on the event’s characteristics and duration.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

It is generally agreed that useful signatures show the signal before, during, and after the power quality event (pre-trigger system). Typically, a quarter of the graph is allocated to the signal just prior to the event.

These power quality signatures are useful for troubleshooting problems throughout electrical networks, including customers' installations. Typically, they are used to identify and locate the source of a power quality event and to select an appropriate solution.

An expert might use the signature of a voltage dip, for example, to determine that the cause is a large motor starting downstream from the monitoring location, and to select an appropriate solution. Although this example deals with voltage dips, widely available reference books set out the typical signatures for hundreds of different power quality events: switching of power factor correction capacitors, lightning strikes, utility and customer faults, loose wiring, arcing contacts, radio transmission interference, electronic loads that share circuits with motors, etc.

Although many experts can identify common power quality events from their voltage signatures alone, having current signatures as well greatly increases the range and precision of statements that can be made about a power quality event. Moreover, current signatures can assist in identifying the direction of the cause of a disturbance.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annex C
(informative)

Guidance on instruments

C.1 General

This standard is a basic EMC publication. Detailed guidance on instrument performance, performance verification methods, additional influence quantities and other similar information should, in general, be found in a product standard.

However, such product standards are not yet available, and it is recognized that users of this standard wish to design, specify, test or select a power quality instrument using this basic standard. This annex provides some informative guidance.

After complete product standards become available, this annex may be removed in a future edition.

C.2 Summary of requirements

Table C.1 provides an informative summary of the requirements for classes A and S. In case of any conflict between Table C.1 and the normative clauses of this standard, the normative clauses prevail.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Table C.1 – Summary of requirements

Section and Parameter	Class	Measurement Method	Uncertainty	Measuring range(1)	Influence Quantity range(2)	Aggregation method
5.1 Frequency	A	See 5.1.1	±10 mHz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	N/R
	S	See 5.1.1	±50 mHz	42,5 Hz ~ 57.5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	N/R
5.2 Magnitude of the Supply	A	See 5.2.1	±0,1 % U_{din}	10 % ~ 150 % U_{din}	10 % ~ 200% U_{din}	See 4.4 and 4.5
	S	See 5.2.1	±0,5 % of U_{din}	20 % ~ 120 % U_{din}	10 % ~ 150% U_{din}	See 4.4 and 4.5
5.3 Flicker	A	IEC 61000-4-15	IEC 61000-4-15	0,2 ~ 10,0 P_{st}	0 ~ 20 P_{st}	IEC 61000-4-15
	S	IEC 61000-4-15	See 5.3.2	0,4 ~ 4,0 P_{st}	0 ~ 10 P_{st}	IEC 61000-4-15
5.4 Dips and Swells	A	$U_{rms(1/2)}$	Amplitude ±0,2 % U_{din} Duration +/- 1 cycle	N/A	N/A	N/R
	S	See 5.4.1	Amplitude ±1 % of U_{din} Duration +/- 1 cycle or +/-2 cycles	N/A	N/A	N/R
5.5 Interruptions	A	$U_{rms(1/2)}$	Duration +/- 1 cycle	N/A	N/A	N/R
	S	see 5.5.1	Duration +/- 1 cycle or +/-2 cycles	N/A	N/A	N/R
5.7 Unbalance	A	Symmetrical components: U_2 and U_0	±0,15 %	0,5 % ~ 5 % u_2 0,5 % ~ 5 % u_0	0 % ~ 5 % u_2 0 % ~ 5 % u_0	See 4.4 and 4.5
	S	Symmetrical components: U_2, and optionally U_0	±0,3 %	1 % ~ 5 % u_2 1 % ~ 5 % u_0 if implemented	0 % ~ 5 % u_2 0 % ~ 5 % u_0 if implemented	See 4.4 and 4.5
5.8 Voltage Harmonics	A	See 5.8.1	IEC 61000-4-7 Class I	10 % ~ 200 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	200 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	See 4.4 and 4.5
	S	See 5.8.1	200 % of IEC 61000-4-7 Class II	10 % ~ 100 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	200 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	See 4.4 and 4.5
5.9 Voltage Inter-harmonics	A	See 5.9.1	IEC 61000-4-7 Class I	10 % ~ 200 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	200 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	See 4.4 and 4.5
	S	SBM	SBM	SBM	200 % of Class 3 of IEC 61000-2-4	See 4.4 and 4.5
5.10 Mains Signalling Voltage	A	See 5.10.1	See 5.10.2	0 % ~ 15% U_{din}	0 % ~ 15% U_{din}	N/R
	S	SBM	SBM	SBM	0 % ~ 15% U_{din}	N/R
5.12 Under/over deviation	A	See 5.12.1	See 5.12.2	See 5.12.2	N/A	See 4.4 and 4.5
	S	N/R	N/R	N/R	N/A	N/R
Transient Voltages IEC 61180	A	N/R	N/R	N/R	6 kV peak see (3) below	N/A
	S	N/R	N/R	N/R	N/R	N/A
Fast Transients IEC 61000-4-4	A	N/R	N/R	N/R	4 kV peak see (3) below	N/A
	S	N/R	N/R	N/R	N/R	N/A

SBM = Specified by Manufacturer, **N/R** = no requirement, **N/A** = not applicable

(1) The instrument shall meet the uncertainty requirements for signals within the measuring range.

(2) The instrument shall tolerate signals in the influence quantity range without shifting the measurement of other parameters out of their uncertainty requirement, and without instrument damage. The instrument may indicate overrange for signals greater than the measuring range, up to the influence quantity range (not including transients and fast transients).

(3) For transient voltages and fast transients, there shall be no effect on any measurement after the transient. The transients are applied to the measuring terminals, not to the instrument power terminals.

NOTE Class B methods are not included in the table above because they are not recommended for new designs. Readers are advised that Class B may be removed in a future Edition of this standard.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

C.3 Guidance on testing

The power quality parameters in this standard may be grouped into two categories: non-triggered and triggered. Non-triggered parameters, for example, include magnitude of the supply, frequency, harmonics, flicker, unbalance and related parameters. Triggered parameters, for example, include dips, swells and interruptions.

The steady-state tests given in Clause 6 are sufficient to verify the uncertainty, performance and influence quantity response of non-triggered parameters. However, the steady-state tests given in Clause 6 do not completely verify that all parameters have been implemented correctly.

For both triggered and non-triggered parameters, implementation according to Clause 5 may be verified with non-steady-state waveforms.

For example, to verify that an instrument's voltage dip measurement method is implemented according to 5.4, one non-steady-state waveform might be used to verify that voltage dips are measured using true RMS; and a second non-steady-state waveform might be used to verify that the true RMS is calculated every cycle; and a third non-steady-state waveform might be used to verify that the true RMS is updated every half-cycle; and a fourth non-steady-state waveform might be used to verify the half-cycle is independently synchronized to each channel, and a fifth non-steady-state signal might be used to verify that the depth and duration on poly-phase dips are correctly reported.

The example given in the preceding paragraph is intended only as an illustration for guidance. Full verification of all parameters might require testing with hundreds of non-steady-state waveforms. (Alternatively, method implementation verification might, in some cases, be performed with a detailed firmware validation.)

This standard does not provide a complete list of tests for verifying that measurement methods have been implemented correctly. Such a list may, in the future, be found in product standards.

Also, for certain parameters in some classes, there are requirements that certain items be "specified by the manufacturer". During performance verification, compliance with this type of requirement should be verified by examining the published specifications of the instrument.

C.4 Guidance on reporting

Reporting that an instrument complies with class A, B, or S is not sufficient.

At a minimum, the following items should also be reported:

– the acceptable range of U_{din} and its associated frequency;
– any accessories or options that may be necessary for compliance;
– a list of each of the parameters in this standard, with the verified class for each parameter.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Bibliography

IEC 60044-1:1996, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60044-2:1997, *Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers*

IEC 60050-101, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 101: Mathematics*

IEC 60050-300, *International Electrotechnical Vocabulary – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*

IEC 61000-2-8, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-8: Environment – Voltage dips, short interruptions on public electric power supply system with statistical measurement results*

IEC 61000-2-12, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-12: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems*

IEC 61000-3-3:1994, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection*
Amendment 1 (2001)
Amendment 2 (2005)

IEC/TR 61000-3-6:2008, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC/TR 61000-3-7:2008, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC 61000-3-11:2000, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 11: Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection* – Basic EMC publication

IEC/TR 61000-3-13, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC 61010 (all parts), *Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use*

IEC 61010-2-032, *Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use – Part 2-032: Particular requirements for hand-held and hand-manipulated current sensors for electrical test and measurement*

IEC 61557-12, *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures – Part 12: Performance measuring and monitoring devices (PMD)*

IEEE 1159:1995, *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*

EN 50160, *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS 67
INTRODUCTION 69
1 Domaine d'application 70
2 Références normatives 70
3 Termes et définitions 71
4 Généralités 76
4.1 Classes de méthodes de mesure 76
4.2 Organisation des mesures 76
4.3 Valeurs électriques à mesurer 77
4.4 Agrégation des intervalles de temps de mesure 77
4.5 Processus d'agrégation des mesures 78
4.5.1 Exigences 78
4.5.2 Agrégation sur 150/180 périodes 78
4.5.3 Agrégation sur 10 min 78
4.5.4 Agrégation sur 2 heures 82
4.6 Incertitude d'horloge temps réel (RTC) 82
4.7 Concept de "flagging" (marquage) 82
5 Paramètres de qualité de l'alimentation 83
5.1 Fréquence industrielle 83
5.1.1 Méthode de mesure 83
5.1.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 83
5.1.3 Évaluation des mesures 83
5.1.4 Agrégation 84
5.2 Amplitude de la tension d'alimentation 84
5.2.1 Méthode de mesure 84
5.2.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 84
5.2.3 Évaluation des mesures 84
5.2.4 Agrégation: 84
5.3 Papillotement («flicker») 84
5.3.1 Méthode de mesure 84
5.3.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 85
5.3.3 Évaluation des mesures 85
5.3.4 Agrégation 85
5.4 Creux de la tension d'alimentation et surtensions temporaires à fréquence industrielle 85
5.4.1 Méthode de mesure 85
5.4.2 Détection et évaluation d'un creux de tension 86
5.4.3 Détection et évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle 87
5.4.4 Calcul de la tension de référence glissante 88
5.4.5 Incertitude de mesure et plage de mesure 88
5.4.6 Agrégation 88
5.5 Coupures de la tension d'alimentation 89
5.5.1 Méthode de mesure 89
5.5.2 Évaluation d'une coupure de tension 89
5.5.3 Incertitude de mesure et plage de mesure 89

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.5.4 Agrégation 89
5.6 Tensions transitoires 89
5.7 Déséquilibre de la tension d'alimentation 89
5.7.1 Méthode de mesure 89
5.7.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 90
5.7.3 Évaluation des mesures 91
5.7.4 Agrégation: 91
5.8 Harmoniques de tension 91
5.8.1 Méthode de mesure 91
5.8.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 92
5.8.3 Évaluation des mesures 92
5.8.4 Agrégation 92
5.9 Interharmoniques de tension 92
5.9.1 Méthode de mesure 92
5.9.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 92
5.9.3 Evaluation des mesures 93
5.9.4 Agrégation 93
5.10 Tension de transmission de signaux 93
5.10.1 Méthode de mesure 93
5.10.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 94
5.10.3 Evaluation des mesures 94
5.10.4 Agrégation 94
5.11 Variations rapides de tension (RVC) 94
5.12 Mesure des paramètres de «valeur basse» et de «valeur haute» de la tension («tension haute» et de «tension basse») 94
5.12.1 Méthode de mesure 94
5.12.2 Incertitude de mesure et plage de mesure 95
5.12.3 Agrégation 95
6 Domaine de variation des grandeurs d'influence et vérification en régime établi 95
6.1 Domaine de variation des grandeurs d'influence 95
6.2 Vérification de performance en régime établi 98
Annexe A (informative) Mesures de la qualité de l'alimentation – Informations et lignes directrices 100
Annexe B (informative) Mesures de la qualité de l'électricité – Recommandations pour les applications 114
Annexe C (informative) Recommandations concernant les appareils de mesure 127
Bibliographie 130

Figure 1 – Chaîne de mesure 77
Figure 2 – Synchronisation des intervalles d'agrégation pour la classe A 79
Figure 3 – Synchronisation des intervalles d'agrégation pour la classe S: paramètres pour lesquels les discontinuités ne sont pas autorisées 80
Figure 4 – Synchronisation des intervalles d'agrégation pour la classe S: paramètres pour lesquels les discontinuités sont autorisées (voir paragraphe 4.5.2) 81
Figure 5 – Exemple d'incertitude de déséquilibre de tension d'alimentation 91
Figure A.1 – Spectre de fréquence de formes d'onde d'essais typiquement représentatives 106

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau 1 – Plage de grandeur d'influence 97
Tableau 2 – Vérification de l'incertitude en régime établi pour la classe A et la classe S..... 99
Tableau C.1 – Résumé des exigences 128

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

_____

COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CEM) –

Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

AVANT-PROPOS

1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61000-4-30 a été préparée par le sous-comité 77A: Phénomènes basse fréquence, du comité d'étude 77 de la CEI: Compatibilité électromagnétique.

Elle constitue la partie 4-30 de la CEI 61000. Elle a le statut de publication fondamentale en CEM conformément au guide 107 de la CEI.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 2003. Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente :

– Ajustements, clarifications et corrections sur les méthodes de mesures pour la classe A et la classe B.
– Une nouvelle catégorie, la classe S, destinée aux appareils de mesure pour des campagnes statistiques, a été ajoutée.
– Une nouvelle annexe C fournit des recommandations sur les appareils de mesure.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
77A/660/FDIS	77A/666/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 61000, présentées sous le titre général *Compatibilité électromagnétique*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous "http://webstore.iec.ch" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

INTRODUCTION

La CEI 61000 est publiée sous forme de plusieurs parties conformément à la structure suivante:

Partie 1: Généralités

Considérations générales (introduction, principes fondamentaux)

Définitions, terminologie

Partie 2: Environnement

Description de l'environnement

Classification de l'environnement

Niveaux de compatibilité

Partie 3: Limites

Limites d'émission

Limites d'immunité (dans la mesure où elles ne tombent pas sous la responsabilité des comités produits)

Partie 4: Techniques d'essai et de mesure

Techniques de mesure

Techniques d'essai

Partie 5: Directives d'installation et d'atténuation

Guide d'installation

Méthodes et dispositifs d'atténuation

Partie 6: Normes génériques

Partie 9: Divers

Chaque partie est ensuite subdivisée en plusieurs parties, publiées soit comme Normes internationales, soit comme Spécifications Techniques ou Rapports Techniques, dont certaines ont déjà été publiées en tant que sections. D'autres seront publiées avec le numéro de la partie, suivi d'un tiret et complété d'un second chiffre identifiant la subdivision (exemple: 61000-6-1).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CEM) –

Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61000-4 définit les méthodes de mesure des paramètres de qualité de l'alimentation des réseaux à courant alternatif 50/60 Hz et la façon d'interpréter les résultats.

Les méthodes de mesure sont décrites pour chaque paramètre applicable en des termes qui fournissent des résultats fiables et répétitifs indépendamment de l'implémentation de la méthode. La présente norme porte sur les méthodes de mesure destinées aux mesures *in situ*.

La mesure des paramètres couverts par la présente norme se limite aux phénomènes en tension susceptibles de se propager sur un réseau d'énergie électrique. Les paramètres de qualité de l'alimentation pris en compte dans la présente norme sont la fréquence, l'amplitude de la tension d'alimentation, le papillotement («flicker»), les creux et les surtensions temporaires d'alimentation, les coupures de tension, les tensions transitoires, le déséquilibre de tension d'alimentation, les harmoniques et interharmoniques de tension, les signaux transmis sur la tension d'alimentation et les variations rapides de tension. En fonction de l'objet de la mesure, les mesures peuvent porter soit sur une partie des phénomènes de cette liste, soit sur l'ensemble.

NOTE 1 Des informations sur les paramètres en courant se trouvent dans les Articles A.3 et A.5.

La présente norme fournit des méthodes de mesure et des exigences de performances appropriées sans fixer de seuils.

Les effets des transducteurs lorsqu'ils sont placés entre le réseau et l'appareil de mesure sont pris en compte mais non traités en détail dans la présente norme. Les précautions à prendre pour installer des appareils de mesure sur des circuits sous tension sont indiquées dans la présente norme.

NOTE 2 Des recommandations sur les effets des transducteurs se trouvent dans la CEI 61557-12.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application de ce document. Pour des références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, c'est la dernière édition du document référencé (y compris tous les amendements) qui s'applique.

CEI 60050(161), *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 161: Compatibilité électromagnétique*

CEI 61000-2-2:2002, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2-2: Environnement – Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence et la transmission des signaux sur les réseaux publics d'alimentation basse tension*

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

CEI 61000-2-4, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2-4: Environnement – Niveaux de compatibilité dans les installations industrielles pour les perturbations conduites à basse fréquence*

CEI 61000-3-8, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3: Limites – Section 8: Transmission de signaux dans les installations électriques à basse tension – Niveaux d'émission, bandes de fréquences et niveaux de perturbations électromagnétiques*

CEI 61000-4-4:2004, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-4: Techniques d'essai et de mesure – Essais d'immunité aux transitoires électriques rapides en salves*

CEI 61000-4-7:2002, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-7: Techniques d'essai et de mesure – Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés*

Amendement 1 (2008)

CEI 61000-4-15, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4: Techniques d'essai et de mesure – Section 15: Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

CEI 61180 (toutes les parties), *Techniques des essais à haute tension pour matériels à basse tension*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les définitions de la CEI 60050-161, ainsi que les suivantes s'appliquent.

3.1
voie (de mesure)
ensemble des dispositifs de mesure associés à une mesure individuelle

NOTE «Voies» et «phases» n'ont pas la même signification. Une voie de mesure correspond par définition à une différence de potentiel entre deux conducteurs. Une phase correspond à un simple conducteur. Dans les systèmes polyphasés, une voie de mesure peut être entre deux phases ou entre une phase et le neutre, ou entre une phase et la terre, ou entre le neutre et la terre.

3.2
temps universel coordonné
UTC
échelle de temps qui constitue la base d'une diffusion radioélectrique coordonnée des fréquences étalon et des signaux horaires, qui a la même marche que le temps atomique international, mais qui en diffère d'un nombre entier de secondes

NOTE 1 Le temps universel coordonné est établi par le Bureau international des poids et mesures (BIPM) et le Service international de la rotation de la Terre (IERS).

NOTE 2 On ajuste l'échelle UTC par insertion ou omission de secondes dites secondes intercalaires positives ou négatives pour assurer sa concordance approximative avec l'échelle UT1.

[VEI 713-05-20]

3.3
tension d'entrée déclarée
$\boldsymbol{U_{din}}$
valeur obtenue à partir de la tension d'alimentation déclarée d'un rapport de transformation

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.4
tension d'alimentation déclarée
***U*$_c$**
la tension d'alimentation déclarée U_c est généralement la tension nominale U_n du réseau. Si, par suite d'un accord entre le l'opérateur de réseau et le client, la tension d'alimentation appliquée à ses bornes diffère de la tension nominale, alors, cette tension correspond à la tension d'alimentation déclarée U_c

3.5
seuil de creux
valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'un creux de tension

3.6
données marquées
données qui ont été marquées pour indiquer que leur mesure ou leur agrégation ont pu être affectées par des interruptions, des creux de tension ou des surtensions temporaires

NOTE Le marquage permet d'autres méthodes qui peuvent éviter qu'un événement simple ne soit compté comme différents types d'événements. Le marquage est une information supplémentaire concernant une mesure ou une agrégation. Une donnée marquée n'est pas enlevée du jeu de données. Dans certaines applications, les données marquées peuvent être exclues par une analyse plus approfondie, mais dans d'autres applications le fait que la donnée soit marquée peut être sans importance. L'utilisateur, l'application, l'autorité de régulation ou d'autres normes déterminent l'utilisation des données marquées. Voir 4.7 pour des explications complémentaires.

3.7
papillotement («*flicker*»)
impression d'instabilité de la sensation visuelle due à un stimulus lumineux dont la luminance ou la répartition spectrale fluctue dans le temps

[VEI 161-08-13]

3.8
composante fondamentale
composante dont la fréquence est la fréquence fondamentale

[VEI 101-14-49, modifié]

3.9
fréquence fondamentale
fréquence du spectre obtenue à partir d'une transformée de Fourier d'une fonction temporelle, servant de référence à toutes les autres fréquences du spectre

[VEI 101-14-50, modifié]

NOTE S'il subsiste un risque d'ambiguïté, la fréquence fondamentale peut être déterminée à partir du nombre de pôles et de la vitesse de rotation du ou des générateurs synchrones alimentant le réseau.

3.10
composante harmonique
toute composante ayant une fréquence harmonique

[CEI 61000-2-2:2002, 3.2.4]

NOTE Sa valeur est normalement exprimée sous la forme d'une valeur efficace. Pour des raisons de simplicité, cette composante peut simplement être appelée harmonique.

3.11
fréquence harmonique
fréquence qui est un multiple entier de la fréquence fondamentale

NOTE Le rapport entre la fréquence harmonique et la fréquence fondamentale est *le rang harmonique* (notation: *h*).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.12
hystérésis
différence d'amplitude entre les valeurs aller et retour de seuils

NOTE 1 Cette définition de l'hystérésis est relative à la mesure des paramètres de la qualité de l'alimentation et est différente de celle du VEI qui concerne la saturation des noyaux métalliques.

NOTE 2 Le but de l'hystérésis dans le contexte de mesure de la qualité de l'alimentation est d'éviter de compter de multiples événements lorsque l'amplitude du paramètre oscille près de la valeur de seuil.

3.13
grandeur d'influence
grandeur susceptible d'affecter le fonctionnement d'un appareil de mesure

[VEI 311-06-01, modifié]

NOTE Cette grandeur est généralement externe à l'appareil de mesure.

3.14
composante interharmonique
composante ayant une fréquence interharmonique

[CEI 61000-2-2:2002, 3.2.6, modifié]

NOTE Sa valeur est en général exprimée sous la forme d'une valeur efficace. Pour des raisons de concision, cette composante peut être simplement appelée *interharmonique*.

3.15
fréquence interharmonique
toute fréquence qui n'est pas un multiple entier de la fréquence fondamentale

[CEI 61000-2-2:2002, 3.2.5]

3.16
coupure
réduction de la tension en un point du réseau d'énergie électrique en dessous du seuil de coupure

3.17
seuil de coupure
valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'une coupure

3.18
incertitude de mesure
paramètre, associé à un résultat de mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient être raisonnablement attribuées au mesurande

[VEI 311-01-02]

3.19
tension nominale
$\boldsymbol{U_n}$
tension par laquelle un réseau est désigné ou identifié

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.20
valeur haute
valeur absolue de la différence entre la valeur mesurée et la valeur nominale d'un paramètre, uniquement lorsque la valeur mesurée du paramètre est supérieure à la valeur nominale

3.21
qualité de l'alimentation
caractéristiques de l'électricité en un point donné d'un réseau d'énergie électrique, évaluée par rapport à un ensemble de paramètres techniques de référence

NOTE Ces paramètres peuvent, dans certains cas, tenir compte de la compatibilité entre l'électricité fournie par un réseau et les charges connectées à ce réseau.

3.22
Horloge Temps Réel
RTC
système d'horloge locale utilise pour implémenter certaines méthodes dans cette norme

NOTE La relation entre l'horloge temps réel et le temps UTC est défini en 4.6

3.23
valeur efficace (eff)
racine carrée de la moyenne arithmétique des carrés des valeurs instantanées d'une grandeur durant un intervalle de temps spécifié

[VEI 101-14-16, modifié]

3.24
tension efficace rafraîchie par demi-période
$U_{\mathbf{eff(1/2)}}$
valeur de la tension efficace mesurée sur une période, commençant à un passage par zéro de la composante fondamentale, et rafraîchie à chaque demi-période

NOTE 1 Cette technique est indépendante sur chaque voie de mesure et produira des valeurs efficaces à des instants successifs sur chaque voie en cas de systèmes polyphasés.

NOTE 2 Cette valeur n'est utilisée que pour la détection et l'évaluation, dans la classe A, des creux de tension, des surtensions à fréquence industrielle et des interruptions.

NOTE 3 Cette valeur efficace de la tension peut être une valeur entre phases ou entre phase et neutre.

3.25
tension efficace rafraîchie par période
$U_{\mathbf{eff(1)}}$
valeur de la tension efficace mesurée sur 1 période et rafraîchie à chaque période

NOTE 1 Au contraire de $U_{\mathrm{eff(1/2)}}$, cette technique ne définit pas l'instant de début de période.

NOTE 2 Cette valeur n'est utilisée que pour la détection et l'évaluation, dans la classe S, des creux de tension, des surtensions à fréquence industrielle et des interruptions.

NOTE 3 Cette valeur efficace de la tension peut être une valeur entre phases ou entre phase et neutre.

3.26
domaine des grandeurs d'influence
domaine de variation des valeurs d'une grandeur d'influence donnée

3.27
voie de référence
pour les mesures polyphasées, une des voies de mesure de la tension, désignée comme voie de référence

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

3.28
tension résiduelle
U_{res}
valeur minimale de $U_{eff(1/2)}$ ou $U_{eff(1)}$ enregistrée au cours d'un creux ou d'une coupure de tension

NOTE La tension résiduelle est exprimée sous la forme d'une valeur, exprimée en volts, ou d'un pourcentage ou par unité de U_{din}. $U_{eff(1/2)}$ est utilisé pour la classe A. $U_{eff(1/2)}$ ou $U_{eff(1)}$ peuvent être utilisés pour la classe S . Voir 5.4.1.

3.29
tension de référence glissante
U_{rg}
valeur de tension moyennée sur un intervalle de temps spécifié, représentant la tension précédant un événement de type « changement de tension » (par exemple creux ou surtension temporaire à fréquence industrielle ou changement rapide de tension)

3.30
seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle
valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

3.31
agrégation temporelle
combinaison en séquence de plusieurs valeurs d'un paramètre donné (chacun d'eux étant déterminé sur des périodes de temps identiques) destinée à produire une valeur sur une période de temps plus longue

NOTE Dans la présente norme, le terme agrégation est utilisé pour agrégation temporelle.

3.32
valeur basse
pour un paramètre donné, valeur absolue de la différence entre valeur mesurée et valeur nominale, uniquement lorsque la valeur du paramètre est inférieure à la valeur nominale

3.33
creux de tension
baisse temporaire de l'amplitude de la tension en un point du réseau d'énergie électrique en dessous d'un seuil donné

NOTE 1 Les interruptions sont un cas particulier des creux de tension. Les traitements ultérieurs permettent de faire la distinction entre creux de tension et interruption.

NOTE 2 La Note 2 s'applique uniquement à la version anglaise.

3.34
surtension temporaire à fréquence industrielle
augmentation temporaire de l'amplitude de la tension en un point du réseau d'énergie électrique au-dessus d'un seuil donné

3.35
déséquilibre de tension
dans un réseau d'énergie électrique polyphasé, état dans lequel les valeurs efficaces des tensions entre conducteurs (composante fondamentale), et/ou les différences de phase entre conducteurs successifs, ne sont pas toutes égales

[VEI 161-08-09, modifié]

NOTE 1 Le taux de déséquilibre s'exprime habituellement par le rapport de la composante inverse ou homopolaire à la composante directe.

NOTE 2 Dans la présente norme, le déséquilibre de tension est relatif aux réseaux triphasés.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

4 Généralités

4.1 Classes de méthodes de mesure

Pour chaque paramètre, trois classes (A, S et B) sont définies. Pour chaque classe, les méthodes de mesures et les exigences de performance appropriées sont incluses.

– **Classe A**

Cette classe est utilisée lorsque des mesures précises sont nécessaires, comme par exemple pour des applications contractuelles qui peuvent nécessiter la vérification de la conformité à des normes, la résolution de litiges, etc. Les mesures d'un paramètre effectuées avec deux appareils de mesure différents conformes aux exigences de la classe A, lors de la mesure du même signal, produiront des résultats concordants dans la plage d'incertitude spécifiée pour ce paramètre.

– **Classe S**

Cette classe est utilisée pour les applications statistiques comme les campagnes de mesures de grande ampleur ou les évaluations de la qualité de l'électricité, avec potentiellement un sous-ensemble limité de paramètres. Bien qu'elles utilisent des intervalles de mesure équivalents à ceux de la classe A, les exigences de traitement de la classe S sont beaucoup plus souples.

– **Classe B**

Cette classe est définie afin d'éviter de rendre obsolète une grande partie des appareils de mesure existants.

NOTE Les méthodes de la classe B ne sont pas recommandées pour de nouvelles conceptions. Les lecteurs sont avertis qu'il est possible que la classe B soit supprimée d'une future édition de cette norme.

Pour chacune des classes, le domaine de variation des grandeurs d'influence, auxquels il est nécessaire de se conformer, est spécifiée à l'Article 6. Les utilisateurs doivent sélectionner la classe dont ils ont besoin, basée sur leur(s) application(s).

NOTE 1 Le constructeur de l'appareil de mesure devrait déclarer les grandeurs d'influence non expressément données et susceptibles de dégrader les performances de l'appareil de mesure. Une aide peut être trouvée, par exemple, dans la norme CEI 61557-12.

NOTE 2 Un appareil de mesure peut mesurer tout ou partie des paramètres identifiés dans la présente norme et utilise de préférence la même classe pour tous les paramètres.

NOTE 3 Il convient que le fabricant d'appareil de mesure déclare quels paramètres sont mesurés, quelle classe est utilisée pour chacun des paramètres, la plage de U_{din} pour laquelle chacune des classes est satisfaite, et toutes les exigences nécessaires ainsi que les accessoires (synchronisation, sondes, durée d'étalonnage, gammes de température, etc.) pour satisfaire chacune des classes.

NOTE 4 Dans la présente norme, "A" signifie "Advanced" et "S" signifie "Surveys". (Les méthodes "B" ou "Basic" ne sont pas recommandées pour de nouvelles conceptions, parce que la classe B sera peut être supprimée dans une future édition de cette norme).

4.2 Organisation des mesures

La grandeur électrique à mesurer peut être soit directement accessible, ce qui est en général le cas sur les réseaux basse tension, soit accessible via des transducteurs de mesure.

La chaîne de mesure complète est illustrée à la Figure 1.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

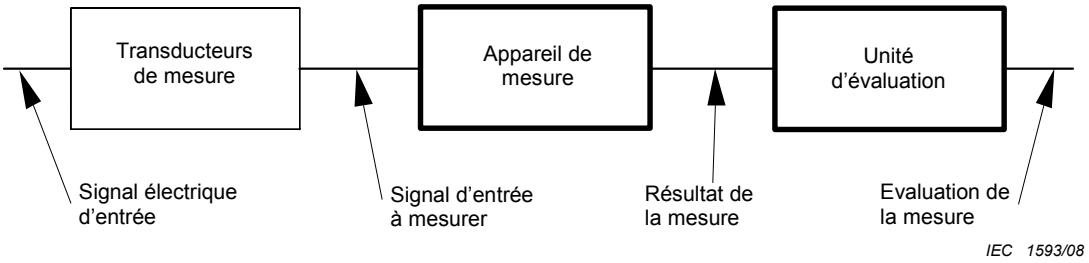

Figure 1 – Chaîne de mesure

Un appareil de mesure peut comprendre l'ensemble de la chaîne de mesure (voir Figure 1). Dans la présente norme, la partie normative ne prend en compte ni les transducteurs externes à l'appareil de mesure, ni l'incertitude de mesure qu'ils introduisent, mais l'Article A.3 fournit des informations sur ces sujets.

4.3 Valeurs électriques à mesurer

Des mesures peuvent être effectuées sur les réseaux monophasés ou polyphasés. En fonction du contexte, il peut être nécessaire de mesurer des tensions entre les conducteurs de phase et le neutre (phase-neutre) ou entre les conducteurs de phase (phase-phase) ou entre les conducteurs de phase ou le neutre et la terre (phase-terre, neutre-terre). La présente norme n'a pas pour objet d'imposer le choix des valeurs électriques à mesurer. En outre, excepté pour la mesure du déséquilibre de tensions qui est intrinsèquement polyphasé, les méthodes de mesure spécifiées dans la présente norme sont de nature à permettre l'obtention de résultats indépendants sur chaque voie de mesure.

Les valeurs instantanées phase-phase peuvent être mesurées directement ou dérivées des valeurs mesurées phase-neutre.

Des mesures de courant peuvent être effectuées sur chaque conducteur des réseaux électriques, y compris le neutre et la terre de protection.

NOTE Il est souvent utile de mesurer le courant en même temps que la tension et d'associer les mesures de courant sur un conducteur aux mesures de tension entre ce conducteur et un conducteur de référence, tel qu'un conducteur de terre ou un conducteur de neutre.

4.4 Agrégation des intervalles de temps de mesure

Les agrégations de mesure suivantes s'appliquent:

– **Classe A**

Un intervalle de temps de mesure des amplitudes (tension du réseau, harmoniques, interharmoniques et déséquilibre) doit être de 10 périodes pour un réseau 50 Hz ou de 12 périodes pour un réseau 60 Hz.

La mesure sur 10/12 périodes doit être resynchronisée toutes les impulsions de 10 min RTC. Se reporter à la Figure 2.

NOTE 1 L'incertitude de cette mesure est incluse dans la procédure d'essais associée à chaque paramètre.

Les valeurs sur 10/12 périodes sont ensuite agrégées sur trois intervalles supplémentaires:

– intervalle de 150/180 périodes (150 périodes pour une fréquence nominale de 50 Hz ou 180 périodes pour une fréquence nominale de 60 Hz),

– intervalle de 10 min,

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– intervalle de 2 h

NOTE 2 Dans certaines applications, d'autres intervalles de temps (par exemple 1 min) peuvent être utiles. Ces autres intervalles de temps, s'ils sont utilisés, devraient être implémentés avec une méthode d'agrégation analogue à une méthode définie dans cette norme (par exemple un intervalle de temps 1 min, s'il est utilisé, devrait être implémenté en utilisant une méthode analogue à la méthode d'agrégation 10 min).

NOTE 3 Les Articles B.1 et B.2 décrivent quelques applications d'agrégation d'intervalles de temps.

– Classe S

Mêmes intervalles temporels que pour la classe A. La mesure sur 10/12 périodes doit être resynchronisée comme décrit dans la Figure 3 et la Figure 4.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier le nombre et la durée d'agrégation des intervalles de temps.

4.5 Processus d'agrégation des mesures

4.5.1 Exigences

Les agrégations doivent être calculées par la racine carrée de la moyenne arithmétique du carré des valeurs d'entrée.

NOTE Pour la mesure du papillotement, l'algorithme d'agrégation est différent (voir CEI 61000-4-15).

4.5.2 Agrégation sur 150/180 périodes

– Classe A

Les données de l'intervalle de 150/180 périodes doivent être agrégées sans discontinuité à partir de quinze intervalles de 10/12 périodes.

L'intervalle temporel de 150/180 périodes est resynchronisé toutes les impulsions de 10 min comme indiqué à la Figure 2.

Lorsqu'une impulsion de 10 min se produit, un nouvel intervalle temporel de 150/180 périodes commence, et l'intervalle temporel en cours de 150/180 périodes se poursuit jusqu'à ce qu'il soit complété. Ceci peut engendrer un recouvrement entre ces deux intervalles de 150/180 périodes (recouvrement 2 dans la Figure 2).

– Classe S

Les données de l'intervalle de 150/180 périodes doivent être agrégées à partir des intervalles de 10/12 périodes. La resynchronisation avec les impulsions de 10 min est autorisée mais n'est pas exigée. (Voir la Figure 3).

Les discontinuités sont autorisées mais non exigées pour les harmoniques, les interharmoniques, les tensions de transmissions de signaux et le déséquilibre. Un minimum de trois intervalles de 10/12 périodes doit être utilisé tous les intervalles temporels de 150/180 périodes, par ailleurs au moins un intervalle de 10/12 périodes doit être utilisé toutes les 50/60 périodes (voir la Figure 4). Pour tous les autres paramètres, les données de l'intervalle de 150/180 périodes doivent être agrégées sans discontinuité à partir des quinze intervalles de 10/12 périodes.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier la méthode d'agrégation.

4.5.3 Agrégation sur 10 min

– Classe A

Les valeurs agrégées sur 10 min seront identifiées avec une datation absolue (par exemple 01H10.00). La datation considérée correspond à une terminaison de période d'intégration 10 min.

Les données de l'intervalle de 10 min doivent être agrégées sans discontinuités à partir des intervalles temporels de 10/12 périodes.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Chaque intervalle de 10 min doit débuter sur une impulsion RTC de 10 min. L'impulsion de 10 min est aussi utilisée pour resynchroniser les intervalles de 10/12 périodes et les intervalles de 150/180 périodes. Se reporter à la Figure 2.

Le(s) intervalle(s) de 10/12 périodes pendant une période d'agrégation de 10 min présenteront vraisemblablement un recouvrement avec les impulsions d'horloge RTC de 10 min. Tous les intervalles de 10/12 périodes en recouvrement (recouvrement 1 dans la Figure 2) sont inclus dans l'agrégation de l'intervalle de 10 min précédent.

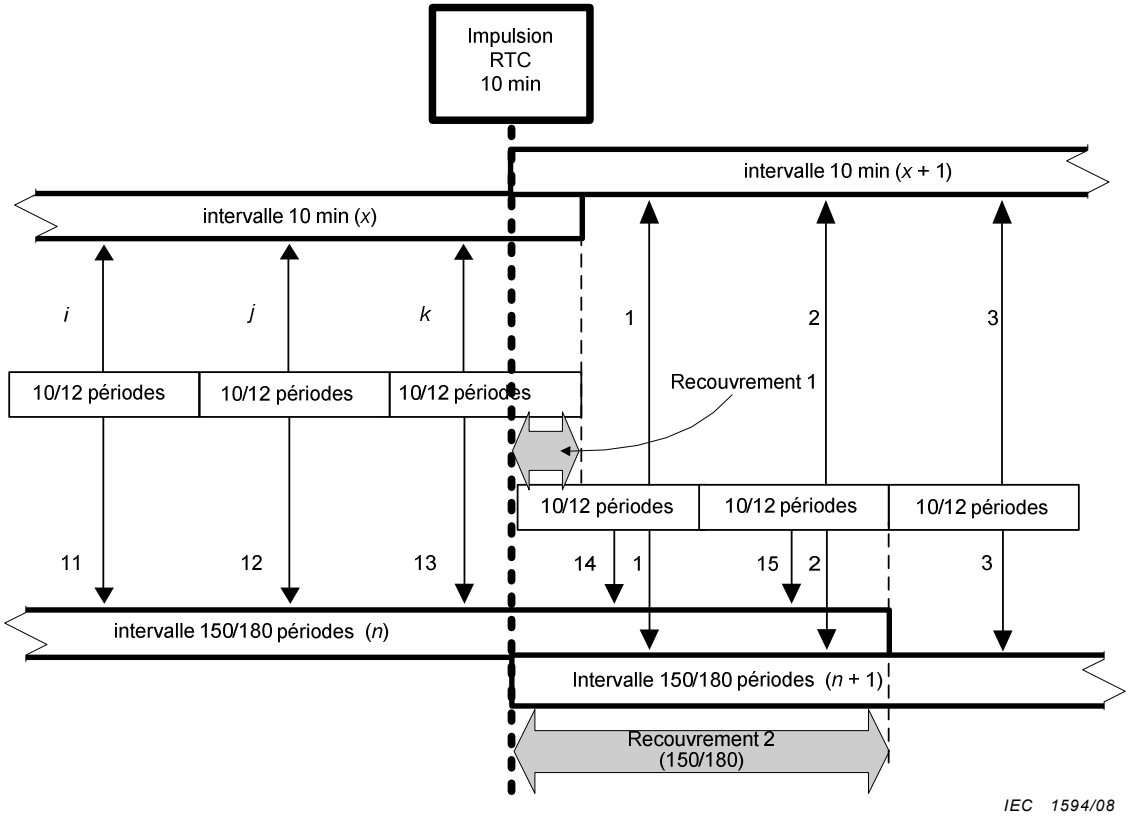

Figure 2 – Synchronisation des intervalles d'agrégation pour la classe A

– **Classe S**

La méthode d'agrégation sur 10 min utilisée pour la classe S doit être soit la méthode de la classe A soit la méthode simplifiée suivante.

Un nouvel intervalle de temps 10 minutes doit commencer après qu'une une impulsion 10 min se soit produite, au commencement du prochain intervalle de temps 10/12 périodes.

Les données de l'intervalle de 10 min doivent être agrégées à partir des intervalles temporels de 10/12 périodes. Il n'y a pas de resynchronisation avec les impulsions de 10 min. Les intervalles de 10 min se déroulent indépendamment (les uns des autres).

Les valeurs agrégées sur 10 min seront identifiées avec une datation absolue. La datation considérée correspond à une terminaison d'intervalle 10 min.

Il n'y aura pas de recouvrement, ainsi qu'illustré aux Figure 3 et Figure 4.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

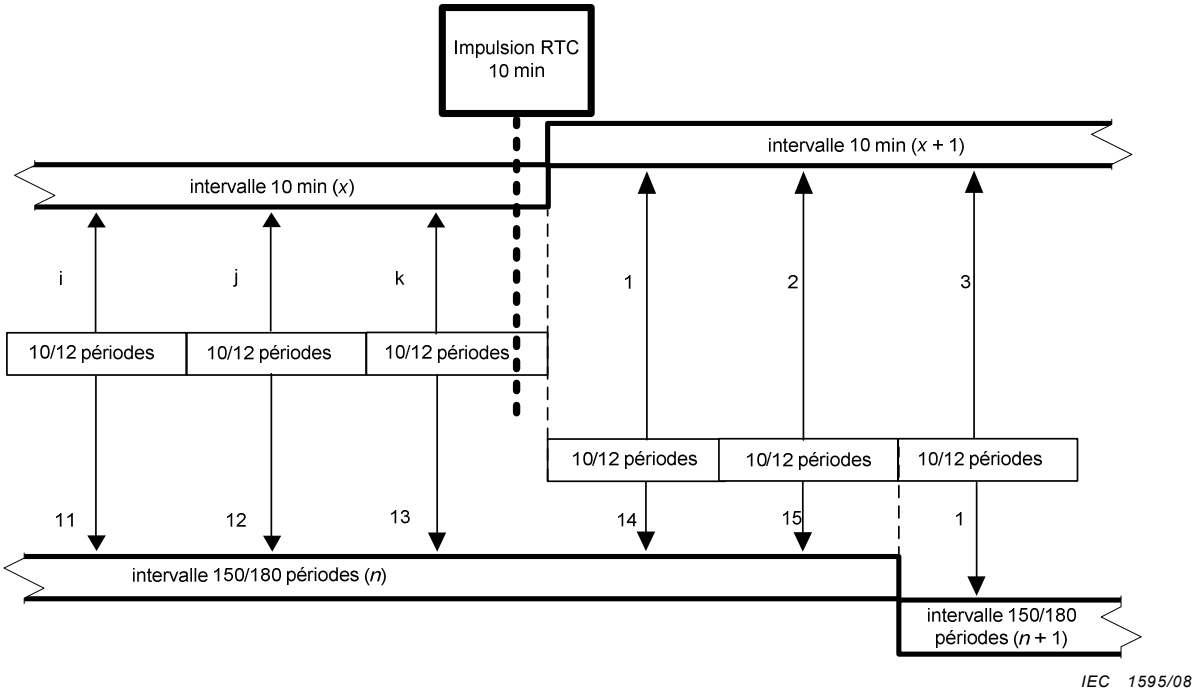

Figure 3 – Synchronisation des intervalles d'agrégation pour la classe S: paramètres pour lesquels les discontinuités ne sont pas autorisées

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS
Not for Resale

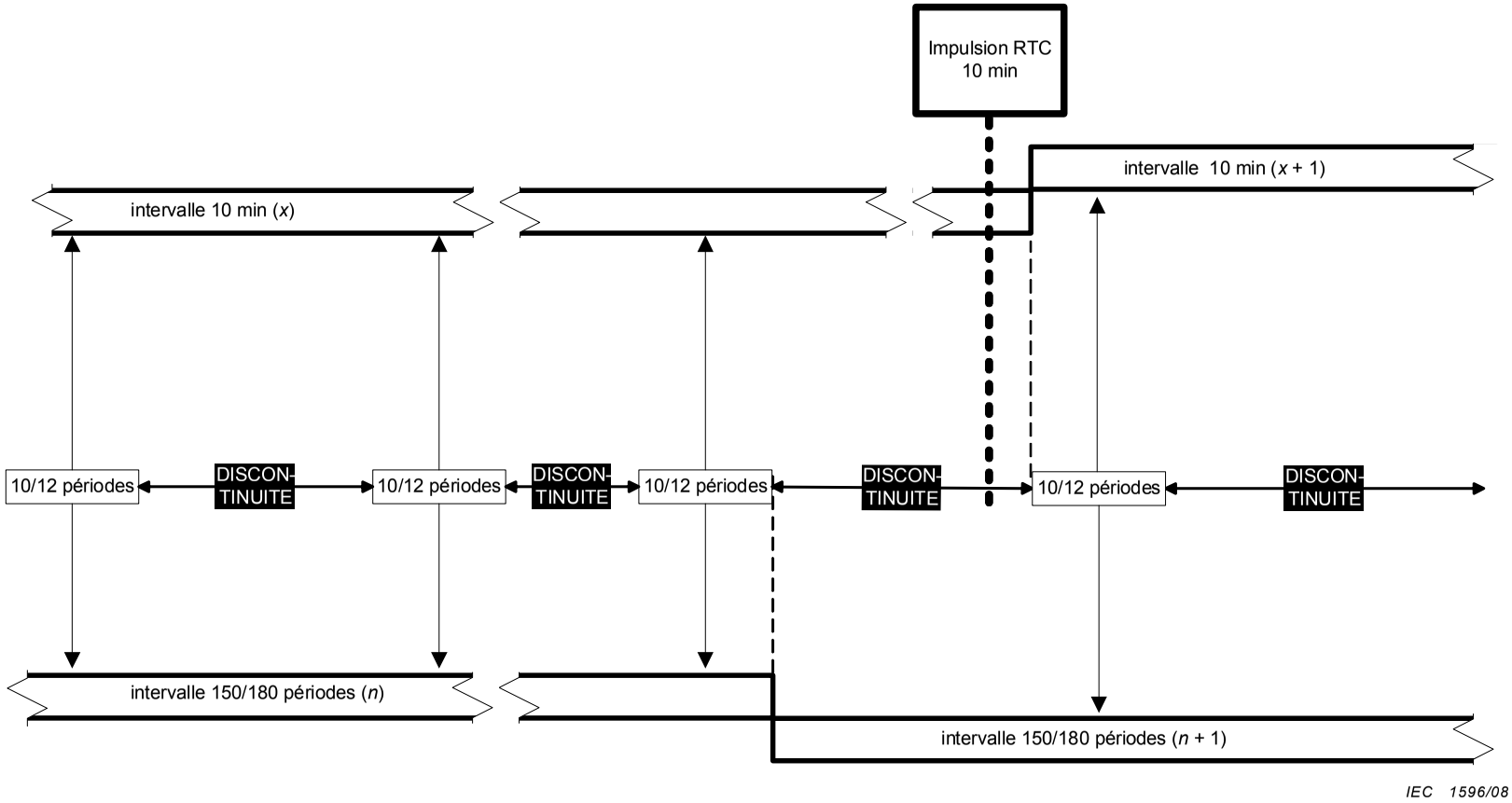

Figure 4 – Synchronisation des intervalles d'agrégation pour la classe S: paramètres pour lesquels les discontinuités sont autorisées (voir 4.5.2)

NOTE Il se peut que la fréquence secteur soit plus haute ou plus basse qu'attendue. Dans l'exemple de la Figure 3, la fréquence est plus basse qu'attendue, en conséquence l'intervalle 150/180 périodes se continue au-delà de l'impulsion 10 min. Dans l'exemple de la Figure 4, la fréquence est plus haute qu'attendue et/ou il y a des discontinuités, en conséquence l'intervalle 150/180 périodes se termine avant l'impulsion 10 min .

– **Classe B**

Le constructeur doit spécifier la méthode d'agrégation.

4.5.4 Agrégation sur 2 heures

– **Classe A**

Les données de l'intervalle de 2 h doivent être agrégées à partir de douze intervalles de 10 min. L'intervalle de 2 h ne doit pas présenter de discontinuité ni de recouvrement. Les intervalles 2 h commencent sur les intervalles de temps RTC 2 h qui sont pairs.

– **Classe S**

Identique à la classe A

– **Classe B**

Le constructeur doit spécifier la méthode d'agrégation.

4.6 Incertitude d'horloge temps réel (RTC)

L'incertitude d'horloge RTC est définie par rapport au Temps Universel Coordonné (UTC).

– **Classe A**

L'incertitude d'horloge RTC ne doit pas dépasser ±20 ms pour 50 Hz ou ±16,7 ms pour 60 Hz, indépendamment de la durée totale de l'intervalle. Ces performances sont par exemple obtenues par une procédure de synchronisation appliquée périodiquement au cours d'une campagne de mesures, ou via un récepteur GPS, ou encore par la réception de signaux de synchronisation transmis par radio. Lorsque la synchronisation par un signal externe devient indisponible, la tolérance de l'horloge RTC sur le marquage temporel doit être inférieure à ±1 s par période de 24 h, cependant, cette exception n'affranchit pas de l'exigence de conformité avec la première partie de ce paragraphe.

NOTE Ces performances sont nécessaires pour que deux appareils de mesure utilisant des méthodes de classe A produisent les mêmes résultats agrégés sur 10 min et agrégés sur 2 h lorsqu'ils sont raccordés au même signal. Cette performance est également nécessaire quand il est requis d'utiliser simultanément plus d'un appareil utilisant des appareils de classe A placés éventuellement à des endroits différents.

– **Classe S**

L'incertitude d'horloge RTC ne doit pas excéder ±5 s par période de 24 h.

– **Classe B**

Le constructeur doit spécifier l'incertitude d'horloge RTC et la méthode éventuelle de détermination des intervalles d'agrégation.

4.7 Concept de "flagging" (marquage)

Pendant un creux de tension, une surtension temporaire à fréquence industrielle ou une interruption, les algorithmes de mesure des autres paramètres (par exemple, mesure de variation de la fréquence) peuvent produire des valeurs douteuses. Le concept de marquage permet ainsi d'éviter de comptabiliser un événement donné plusieurs fois dans différents paramètres (par exemple compter un seul creux de tension d'une part comme un creux et d'autre part comme une variation de fréquence) et indique que la valeur donnée risque d'être douteuse.

Le marquage n'est déclenché que par les creux, les surtensions temporaires à fréquence industrielle et les coupures. La détection de creux et des surtensions temporaires à fréquence industrielle dépend du seuil défini par l'utilisateur, et ce choix peut influencer les données qui sont marquées.

Le concept de marquage est applicable à la classe A et à la classe S lors de la mesure de la fréquence, de l'amplitude de la tension, du papillotement, du déséquilibre de la tension d'alimentation, des harmoniques de tension, des interharmoniques de tension, de la transmission de signaux et de la mesure des paramètres de valeur basse et de valeur haute de la tension.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Si, pendant une période d'agrégation, une valeur est marquée, les valeurs agrégées, qui incluent cette valeur, seront également marquées. La valeur marquée doit être enregistrée et incluse également dans le processus d'intégration. Par exemple, si, pendant un intervalle temporel donné, une valeur est marquée, alors les valeurs agrégées qui incluent cette valeur, seront également marquées et enregistrées.

NOTE La marque peut être rendu disponible avec les données. L'utilisateur, l'application, l'autorité de régulation ou d'autres normes décident de l'utilisation des données marquées. Le fait que des données ont été marquées est une alerte indiquant que des problèmes sont possibles dans les données.

5 Paramètres de qualité de l'alimentation

5.1 Fréquence industrielle

5.1.1 Méthode de mesure

– Classe A

L'indication de fréquence doit être obtenue toutes les 10 s. Du fait que la fréquence industrielle peut ne pas être exactement 50 Hz ou 60 Hz au cours de l'intervalle de temps d'horloge de 10 s, le nombre de périodes peut ne pas être un nombre entier. La mesure de la fréquence fondamentale est le rapport du nombre de périodes entières comptées au cours de l'intervalle de temps d'horloge de 10 s divisé par la durée cumulée des périodes entières. Avant chaque évaluation, les harmoniques et interharmoniques doivent être atténués afin de minimiser les effets de multiples passages par zéro.

Les intervalles de temps de mesure ne doivent pas se recouvrir. Les périodes individuelles chevauchant temporellement la frontière d'un intervalle 10 s sont rejetées. Chaque intervalle de 10 s doit commencer sur un top 10 s d'horloge, avec l'incertitude définie conformément à 4.6.

D'autres techniques permettant d'obtenir des résultats équivalents, telles que la convolution, sont acceptables.

– Classe S

Identique à la classe A.

– Classe B

Le constructeur doit indiquer le processus utilisé pour la mesure de fréquence.

5.1.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– Classe A

Dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude de mesure ne doit pas excéder ±10 mHz sur les plages de mesure 42,5 Hz ~ 57,5 Hz / 51 Hz ~ 69 Hz.

– Classe S

Dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude de mesure de doit pas excéder ±50 mHz sur les plages de mesure 42,5 Hz ~ 57,5 Hz / 51 Hz ~ 69 Hz.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude sur les plages de mesure 42,5 Hz ~ 57,5 Hz / 51 Hz ~ 69 Hz.

5.1.3 Évaluation des mesures

– Classe A

La mesure de fréquence doit être faite sur la voie de référence.

NOTE Le constructeur doit spécifier le comportement de la mesure de fréquence en cas de perte de tension sur la voie de référence.

– Classe S

Identique à la classe A.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– Classe B

Le constructeur doit indiquer le processus utilisé pour la mesure de fréquence.

5.1.4 Agrégation

L'agrégation n'est pas exigée.

5.2 Amplitude de la tension d'alimentation

5.2.1 Méthode de mesure

– Classe A

La mesure doit être la valeur efficace de l'amplitude de la tension sur un intervalle de temps de 10 périodes pour les réseaux 50 Hz ou sur un intervalle de temps de 12 périodes pour les réseaux 60 Hz. Les intervalles de 10/12 périodes doivent être contigus et ne pas présenter de recouvrement avec l'intervalle de 10/12 périodes adjacent, excepté comme indiqué sur le recouvrement 1 de la Figure 2.

NOTE 1 Cette méthode de mesure particulière est utilisée pour les signaux quasi stationnaires et ne l'est pas pour la détection et la mesure des perturbations: creux, surtensions temporaires à fréquence industrielle, coupures et transitoires de tension.

NOTE 2 La valeur efficace comprend par définition les harmoniques, les interharmoniques, les signaux de télécommande centralisée, etc.

– Classe S

Identique à la classe A.

– Classe B

La mesure doit être la valeur efficace de la tension sur une période spécifiée par le constructeur.

5.2.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– Classe A

Dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude de mesure ne doit pas dépasser ±0,1 % de U_{din}, sur la plage de 10 % ~ 150 % de U_{din}.

– Classe S

Dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude de mesure ne doit pas dépasser ±0,5 % de U_{din}, sur la plage de 20 % ~ 120 % de U_{din}.

– Classe B

Dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude de mesure doit être spécifiée par le constructeur, de telle sorte à ne pas dépasser ±1 % de U_{din} sur une plage spécifiée par le constructeur.

5.2.3 Évaluation des mesures

Pas d'exigences.

5.2.4 Agrégation:

L'agrégation doit être réalisée conformément à 4.4 et 4.5.

5.3 Papillotement («flicker»)

5.3.1 Méthode de mesure

– Classe A

La CEI 61000-4-15 s'applique.

– Classe S

La CEI 61000-4-15 s'applique.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– Classe B

Non applicable.

NOTE Dans la CEI 61000-4-15, les mesures sont définies uniquement à 120 V / 60 Hz, et 230 V / 50 Hz. Actuellement, l'extension de la définition du papillotement à d'autres tensions est à l'étude.

5.3.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– Classe A

Voir la CEI 61000-4-15. Dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude de mesure exigée par la 61000-4-15 doit être satisfaite sur la plage de mesure de 0,2 ~ 10 P_{st}.

– Classe S

Voir la CEI 61000-4-15. Dans les conditions décrites en 6.1, deux fois l'incertitude de mesure exigée par la CEI 61000-4-15 doit être satisfaite sur la plage de mesure de 0,4 ~ 4 P_{st}.

– Classe B

Non applicable.

5.3.3 Évaluation des mesures

– Classe A

La CEI 61000-4-15 s'applique.

L'intervalle de temps de 10 min pour le P_{st} doit commencer sur une impulsion RTC de 10 min et doit être enregistré avec la datation absolue (voir 4.5.3).

Les creux de tension, les surtensions temporelles et les coupures doivent entraîner un marquage des valeurs de sortie du P_{st} et du P_{lt} (voir CEI 61000-4-15).

– Classe S

Identique à la classe A.

– Classe B

Non applicable.

5.3.4 Agrégation

– Classe A

L'agrégation doit être réalisée conformément à la CEI 61000-4-15. Pour le P_{lt} , l'agrégation doit être réalisée conformément à la CEI 61000-4-15 pour les intervalles 2 h, suivant l'Article 4.5.4 de la présente norme.

– Classe S

Identique à la classe A.

– Classe B

Non applicable.

5.4 Creux de la tension d'alimentation et surtensions temporaires à fréquence industrielle

5.4.1 Méthode de mesure

– Classe A

La mesure de base U_{eff} des creux de tension et des surtensions temporaires à fréquence industrielle doit être la mesure de $U_{eff(1/2)}$ sur chaque voie de mesure (voir 3.24).

La durée de la période pour $U_{eff(1/2)}$ dépend de la fréquence. La fréquence peut être déterminée par la dernière mesure de fréquence non «marquée» (voir 4.7 et 5.1) ou par toute autre méthode assurant le niveau d'incertitude spécifié à l'Article 6.2.

NOTE 1 La valeur $U_{eff(1/2)}$ inclut par définition les harmoniques, les interharmoniques, les tensions de transmission des signaux, etc.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Classe S**

La mesure de base U_{eff} des creux de tension et des surtensions à fréquence industrielle doit être la mesure de $U_{eff(1/2)}$ sur chaque voie de mesure (voir 3.24) ou la mesure de $U_{eff(1)}$ sur chaque voie de mesure (voir 3.25). Le constructeur doit spécifier quelle mesure est utilisée.

NOTE 2 La valeur $U_{eff(1)}$ inclut par définition les harmoniques, les interharmoniques, les tensions de transmission des signaux, etc.

– **Classe B**

Le constructeur doit spécifier la méthode utilisée pour U_{eff}.

5.4.2 Détection et évaluation d'un creux de tension

5.4.2.1 Détection d'un creux de tension

Le seuil de creux de tension est un pourcentage soit de U_{din} soit de la référence de tension glissante U_{rg} (voir 5.4.4). La sélection d'une tension de référence fixe ou glissante doit être déclarée par l'utilisateur.

NOTE La référence de tension glissante U_{rg} n'est en général pas utilisée dans les réseaux basse tension. Voir la CEI 61000-2-8 pour plus d'informations et de conseils.

– Dans les systèmes monophasés, un creux de tension commence lorsque la tension U_{eff} tombe en dessous du seuil de creux, et se termine lorsque la tension U_{eff} est égale ou supérieure au seuil de creux plus la tension d'hystérésis.

– Dans les systèmes polyphasés, un creux commence lorsque la tension U_{eff} d'une ou plusieurs voies tombe en dessous du seuil de creux et se termine lorsque la tension U_{eff} sur toutes les voies mesurées est égale ou supérieure au seuil de creux plus la tension d'hystérésis.

Le seuil de creux et la tension d'hystérésis sont tous deux déterminés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation.

5.4.2.2 Évaluation d'un creux de tension

Un creux de tension est caractérisé par une paire de données: la tension résiduelle (U_{res}) ou la profondeur d'une part et la durée d'autre part:

– la tension résiduelle est la plus petite valeur de U_{eff} mesurée sur n'importe quelle voie au cours du creux;

– la profondeur d'un creux de tension est la différence entre la tension de référence (U_{din} ou U_{rg}) et la tension résiduelle. Elle s'exprime en général en pourcentage de la tension de référence;

L'instant de début d'un creux doit être horodaté avec l'heure de fin de U_{eff} de la voie à l'origine de l'événement et l'instant de fin du creux doit être horodaté avec l'heure de fin de la valeur U_{eff} qui a terminé l'événement, tel que défini par le seuil plus l'hystérésis.

La durée d'un creux de tension est la différence de temps entre l'instant de début et l'instant de fin du creux de tension.

NOTE 1 Pour les mesures polyphasées, la mesure de la durée du creux peut commencer sur une voie et se terminer sur une voie différente.

NOTE 2 L'enveloppe des creux de tension peut ne pas être rectangulaire. En conséquence, pour un creux de tension donné, la durée mesurée dépend de la valeur de seuil de creux sélectionnée. La forme de l'enveloppe peut être évaluée au moyen de plusieurs seuils de creux dans la plage de détection des seuils de creux de tension et de coupure de tension.

NOTE 3 L'hystérésis est en général égale à 2 % de U_{din}.

NOTE 4 Les seuils de creux sont généralement dans la plage de 85 % à 90 % de la référence de tension fixe pour des applications de recherche de pannes ou statistiques.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE 5 La tension résiduelle est souvent utilisée par l'utilisateur final, et est préférée car elle est référencée par rapport à zéro volt. A contrario, la profondeur est souvent utilisée par les opérateurs de réseau d'électricité, en particulier dans les réseaux à haute tension ou en cas d'utilisation de la référence glissante de tension.

NOTE 6 Un saut de phase peut se produire pendant un creux de tension. Voir A.7.5.

NOTE 7 Lorsqu'un seuil est franchi, un horodatage peut être enregistré.

5.4.3 Détection et évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

5.4.3.1 Détection d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

Le seuil de détection est un pourcentage soit de U_{din} soit de la référence de tension glissante U_{rg} (voir paragraphe 5.4.4). La sélection d'une tension de référence fixe ou glissante doit être déclarée par l'utilisateur.

NOTE La référence de tension glissante U_{rg} n'est en général pas utilisée dans les réseaux basse tension. Voir la CEI 61000-2-8 pour plus d'informations et de conseils.

– Sur les systèmes monophasés, une surtension temporaire à fréquence industrielle commence lorsque la tension U_{eff} s'élève au-dessus du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle, et se termine lorsque la tension U_{eff} est égale ou inférieure au seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle moins la tension d'hystérésis.
– Dans les systèmes polyphasés, une surtension temporaire à fréquence industrielle commence lorsque la tension U_{eff} d'une ou plusieurs voies passe au dessus du seuil de surtension et se termine lorsque la tension U_{eff} sur toutes les voies mesurées est égale ou supérieure au seuil de surtension moins la tension d'hystérésis.

Le seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle et la tension d'hystérésis sont tous deux déterminés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation.

5.4.3.2 Évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

Une surtension temporaire à fréquence industrielle est caractérisée par une paire de données: Amplitude maximale de la tension de surtension, et sa durée.

– La tension maximale de surtension temporaire à fréquence industrielle est la plus grande valeur de U_{eff} mesurée sur n'importe quelle voie pendant la surtension temporaire à fréquence industrielle;
– L'instant de début d'une surtension doit être horodaté avec l'heure de fin de U_{eff} de la voie à l'origine de l'événement et l'instant de fin de la surtension doit être horodaté avec l'heure de fin de la valeur U_{eff} qui a terminé l'événement, tel que défini par le seuil moins l'hystérésis.
– La durée d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est la différence de temps entre le début et la fin de la surtension temporaire à fréquence industrielle.

NOTE 1 Pour les mesures polyphasées, la mesure de la durée de la surtension temporaire à fréquence industrielle peut commencer sur une voie et se terminer sur une voie différente.

NOTE 2 L'enveloppe d'une surtension temporaire à fréquence industrielle peut ne pas être rectangulaire. En conséquence, pour une surtension temporaire à fréquence industrielle donnée, la durée mesurée dépend de la valeur du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle.

NOTE 3 L'hystérésis est en général égale à 2 % de U_{din}.

NOTE 4 Le seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle est en général supérieur ou égal à 110 % de U_{din}.

NOTE 5 Un saut de phase peut se produire pendant une surtension temporaire à fréquence industrielle.

NOTE 6 Lorsqu'un seuil est franchi, un horodatage peut être enregistré.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.4.4 Calcul de la tension de référence glissante

L'implémentation de la tension de référence glissante est optionnelle et n'est pas exigée. Si une référence glissante est choisie pour détecter les creux de tension et les surtensions temporaires à fréquence industrielle, elle doit être calculée au moyen d'un filtre du premier ordre avec une constante de temps de 1 min. Ce filtre est donné par:

$$U_{\mathrm{rg}(n)} = 0{,}996\ 7 \times U_{\mathrm{rg}(n-1)} + 0{,}003\ 3 \times U_{(10/12)\mathrm{eff}}$$

où

$U_{\mathrm{rg}(n)}$ est la valeur courante de la tension de référence glissante;

$U_{\mathrm{rg}(n-1)}$ est la valeur précédente de la tension de référence glissante; et

$U_{(10/12)\mathrm{eff}}$ est la valeur efficace 10/12 périodes la plus récente.

Au début de la mesure, la valeur initiale de la tension de référence glissante est fixée à la tension d'entrée déclarée. La tension de référence glissante est mise à jour tous les 10/12 périodes. Si une valeur sur 10/12 périodes est «marquée», la tension de référence glissante n'est pas mise à jour et la valeur précédente est utilisée.

5.4.5 Incertitude de mesure et plage de mesure

5.4.5.1 Incertitude des mesures de la tension résiduelle et de la tension de surtension temporaire à fréquence industrielle

– Classe A

L'incertitude de mesure ne doit pas dépasser ±0,2 % de U_{din}.

– Classe S

L'incertitude de mesure ne doit pas dépasser ±1,0 % de U_{din}.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude, qui ne doit pas excéder ±2,0 % de U_{din}.

5.4.5.2 Incertitude des mesures de durée

– Classe A

L'incertitude sur la durée d'un creux ou d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est égale à l'incertitude sur le début du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (demi-période) plus l'incertitude sur la fin du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (demi-période).

– Classe S

Si $U_{\mathrm{eff}(1/2)}$ est utilisé, alors l'incertitude sur la durée d'un creux ou d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est égale à l'incertitude sur le début du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (demi-période) plus l'incertitude sur la fin du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (demi-période). Si $U_{\mathrm{eff}(1)}$ est utilisé, alors l'incertitude sur la durée d'un creux ou d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est égale à l'incertitude sur le début du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (une période) plus l'incertitude sur la fin du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (une période).

– Classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude sur la mesure de durée.

5.4.6 Agrégation

L'agrégation n'est pas applicable aux événements déclenchés.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.5 Coupures de la tension d'alimentation

5.5.1 Méthode de mesure

La mesure de base de la tension doit être telle que définie en 5.4.1 pour chacune des classes.

5.5.2 Évaluation d'une coupure de tension

Sur les systèmes monophasés, une coupure de tension commence lorsque la tension U_{eff} est en dessous du seuil de coupure de tension et se termine lorsque la valeur de U_{eff} est égale ou supérieure au seuil de coupure de tension plus l'hystérésis.

Sur les systèmes polyphasés, une coupure de tension commence lorsque la tension U_{eff} de toutes les voies est en dessous du seuil de coupure de tension et se termine lorsque la tension U_{eff} de n'importe quelle voie est égale ou supérieure au seuil de coupure de tension plus l'hystérésis.

Le seuil de coupure de tension et la tension d'hystérésis sont fixés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation. Le seuil de coupure de tension ne doit pas être fixé en dessous de l'incertitude de la mesure de la tension résiduelle plus la valeur de l'hystérésis. En général, l'hystérésis est égale à 2 % de U_{din}.

L'instant de début d'une coupure de tension doit être horodaté avec l'heure de fin de U_{eff} de la voie à l'origine de l'événement et l'instant de fin de la coupure de tension doit être horodaté avec l'heure de fin de la valeur U_{eff} qui a terminé l'événement, tel que défini par le seuil plus l'hystérésis.

La durée d'une coupure de tension est la différence de temps entre le début et la fin d'une coupure de tension.

NOTE 1 Le seuil de coupure de tension peut par exemple être fixé à 5 % de U_{din} ou à 10% de U_{din}

NOTE 2 La définition VEI 161-08-20 considère qu'une coupure se produit lorsque la valeur de la tension est inférieure à 1 % de la tension nominale. Cependant, il est difficile de mesurer correctement des tensions inférieures à 1% de la tension nominale. En conséquence, la norme recommande que l'utilisateur fixe un seuil approprié de coupure de tension.

NOTE 3 La coupure d'une ou plusieurs phases d'un système polyphasé peut être considéré comme une coupure de l'alimentation chez les clients monophasés raccordés à ce système même si cela n'est pas répertorié comme une coupure dans une mesure polyphasée.

5.5.3 Incertitude de mesure et plage de mesure

Pour l'incertitude de mesure sur la durée voir le paragraphe 5.4.5.2.

5.5.4 Agrégation

L'agrégation n'est pas applicable aux événements déclenchés.

5.6 Tensions transitoires

L'Article A.4 donne des informations sur les paramètres importants nécessaires à la caractérisation des tensions et courants transitoires.

5.7 Déséquilibre de la tension d'alimentation

5.7.1 Méthode de mesure

Les mesures de déséquilibre s'appliquent uniquement aux systèmes triphasés.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Classe A**

Le déséquilibre de la tension d'alimentation est évalué par la méthode des composantes symétriques. En plus de la composante directe U_1, en cas de déséquilibre s'ajoute au moins une des composantes suivantes: la composante inverse U_2 et/ou la composante homopolaire U_0.

La composante fondamentale de la valeur des tensions d'entrée est mesurée sur un intervalle de temps de 10 périodes pour les réseaux 50 Hz ou sur un intervalle de temps de 12 périodes pour les réseaux 60 Hz.

NOTE 1 L'effet des harmoniques est atténué en utilisant un filtre ou algorithme de FFT.

NOTE 2 Les algorithmes qui utilisent uniquement les valeurs efficaces pour calculer le déséquilibre échouent dans la prise en compte des contributions des décalages angulaires au déséquilibre, et sont la cause de résultat imprévisibles lorsque des tensions harmoniques sont présentes. La composante inverse du déséquilibre ainsi que la composante homopolaire du déséquilibre fournissent des valeurs plus précises et plus facilement utilisables.

La composante inverse u_2 est évaluée sous forme d'un pourcentage et se calcule par:

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \times 100 = \frac{\text{tension inverse}}{\text{tension directe}} \times 100 \qquad (1)$$

Pour les systèmes triphasés, en considérant uniquement les tensions entre phases et uniquement les tensions fondamentales, ceci peut s'écrire (avec $U_{ij\ fund}$ = tension fondamentale entre phase *i* et phase *j*):

$$u_2 = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \times 100 \text{ où } \beta = \frac{U_{12\,fund}^4 + U_{23\,fund}^4 + U_{31\,fund}^4}{\left(U_{12\,fund}^2 + U_{23\,fund}^2 + U_{31\,fund}^2\right)^2} \qquad (2)$$

La composante homopolaire u_0 est évaluée sous forme d'un pourcentage et se calcule par:

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} \times 100 = \frac{\text{tension homopolaire}}{\text{tension directe}} \times 100 \qquad (3)$$

NOTE 3 La composante homopolaire du déséquilibre est nulle par définition lors de mesures de tension entre phases. Cependant les tensions phase-neutre ou phase-terre peuvent contenir une composante homopolaire dans ce cas.

– **Classe S**

Le taux de composante inverse est évalué de la même manière que pour la classe A. L'évaluation de la composante homopolaire est optionnel, non obligatoire.

– **Classe B**

Le fabricant doit spécifier les algorithmes et méthodes utilisés pour calculer le déséquilibre.

5.7.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– **Classe A**

Lorsqu'une tension alternative triphasée répondant aux conditions «conditions d'essai 1» (voir Tableau 2), sauf pour les deux composantes inverse et homopolaire dans la plage de mesure de 1 % à 5 % de U_1 est appliquée à l'entrée, l'appareil de mesure doit présenter une incertitude inférieure à ±0,15 % à la fois pour u_2 et u_0. Par exemple, un appareil de mesure soumis à une composante inverse de 1,0 % doit fournir une indication *x* telle que 0,85 % ≤ *x* ≤ 1,15 %. Se reporter à la Figure 5.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

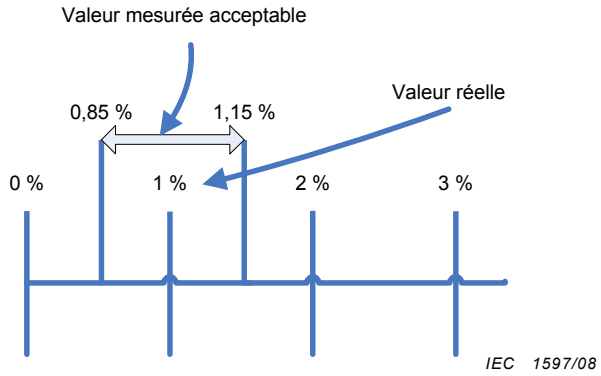

Figure 5 – Exemple d'incertitude de déséquilibre de tension d'alimentation

– **Classe S**

Identique à la classe A, sauf pour l'incertitude de mesure qui est moins que ±0,3% pour u_2 (et pour u_0 s'il est mesuré).

– **Classe B**

Identique à la classe A sauf pour l'incertitude qui doit être inférieure à ±0,3% pour tout paramètre de déséquilibre qui est mesuré.

5.7.3 Évaluation des mesures

Pas d'exigences.

NOTE L'incertitude des transformateurs de mesure, s'ils sont présents, peut avoir un impact considérable sur le calcul du déséquilibre.

5.7.4 Agrégation

L'agrégation doit être réalisée conformément aux 4.4 et 4.5.

5.8 Harmoniques de tension

5.8.1 Méthode de mesure

– **Classe A**

La mesure de base des harmoniques de tension pour la classe A est définie dans la CEI 61000-4-7 classe I. Cette norme doit être utilisée pour déterminer une mesure de sous-groupe d'harmoniques sans discontinuité sur 10/12 périodes, appelé $U_{sg,h}$ dans la CEI 61000-4-7.

NOTE 1 D'autres méthodes, y compris des méthodes analogiques et du domaine harmonique, peuvent être préférables dans certains cas (voir par exemple la CEI 61000-3-8.)

NOTE 2 Les mesures d'harmoniques de courant sont traitées à l'Article A.6.

Les mesures doivent être réalisées au moins jusqu'au rang 50.

Si la distorsion harmonique totale est calculée, alors elle doit être calculée comme la distorsion du sous groupe harmonique total (*THDS*) définie dans la CEI 61000-4-7.

– **Classe S**

La mesure de base des harmoniques en tension, pour la classe S, est définie dans la CEI 61000-4-7 classe II. Les discontinuités sont autorisées (voir 4.5). Le constructeur doit choisir soit un groupe harmonique de 10/12 périodes, dénoté $U_{g,h}$ dans la CEI 61000-4-7, ou une mesure de sous groupe de 10/12 périodes, dénotée $U_{sg,h}$ dans la CEI 61000-4-7. Le constructeur doit spécifier quelle option il a retenue.

Les mesures doivent être réalisées au moins jusqu'au rang 40.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE 3 L'EN 50160 exige le rang 40.

Si la distorsion harmonique totale est calculée, alors elle doit être calculée soit comme la distorsion harmonique totale (*THD*) si $U_{g,h}$ est sélectionné, ou comme la distorsion harmonique totale de sous-groupe (*THDS*) si $U_{sg,h}$ est sélectionné, les deux étant définis dans la CEI 61000-4-7.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier la méthode de mesure.

5.8.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– Classe A

L'incertitude maximale doit être celle des niveaux spécifiés dans la CEI 61000-4-7 classe I.

La plage de mesure doit être entre 10 % et 200 % du niveau de compatibilité de la classe 3 de la CEI 61000-2-4.

– Classe S

L'incertitude maximale doit être deux fois celle des niveaux spécifiés dans la CEI 61000-4-7 classe II. Le filtre passe-bas anti-repliement spécifié dans le 5.3 de la CEI 61000-4-7 doit être optionnel. L'erreur maximale permise de ±0,03 % pour l'exigence de durée entre fronts montants ainsi que spécifié dans le 4.4.1 de la CEI 61000-4-7 doit être optionnelle, mais l'exigence d'incertitude maximale doit cependant être satisfaite sur la plage des grandeurs d'influence spécifiées à l'Article 6 de la présente norme.

La plage de mesure doit être entre 10 % et 100 % du niveau de compatibilité de la classe 3 de la CEI 61000-2-4.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude de mesure et la plage de mesure.

5.8.3 Évaluation des mesures

Pas d'exigences.

5.8.4 Agrégation

L'agrégation doit être réalisée conformément aux 4.4 et 4.5.

5.9 Interharmoniques de tension

5.9.1 Méthode de mesure

– Classe A

Pour les besoins de la présente norme, on applique la définition de la mesure des interharmoniques de tension donnée dans la CEI 61000-4-7 classe I. Cette norme doit être utilisée pour déterminer une mesure de sous-groupe d'interharmoniques centrés et sans discontinuité de 10/12 périodes, appelés $U_{isg,h}$ dans la CEI 61000-4-7.

NOTE Les mesures d'interharmoniques de courant sont traitées à l'Article A.6.

Les mesures doivent être réalisées au moins jusqu'au rang 50.

– Classe S

Le constructeur doit spécifier la méthode de mesure.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier la méthode de mesure.

5.9.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– Classe A

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

L'incertitude maximale doit être celle des niveaux spécifiés dans la CEI 61000-4-7 classe I.

La plage de mesure doit être entre 10 % et 200 % du niveau de compatibilité de la classe 3 de la CEI 61000-2-4.

– **Classe S**

Le constructeur doit spécifier l'incertitude et la plage de mesure.

– **Classe B**

Le constructeur doit spécifier l'incertitude de mesure et la plage de mesure.

5.9.3 Evaluation des mesures

Pas d'exigences.

5.9.4 Agrégation

L'agrégation doit être réalisée conformément aux 4.4 et 4.5.

5.10 Tension de transmission de signaux

La tension de transmission des signaux, appelés "signaux de télécommande centralisée" dans certaines applications est une salve de signaux, souvent à des fréquences non harmoniques, qui commande à distance un équipement industriel, des compteurs et autres équipements.

5.10.1 Méthode de mesure

– **Classe A**

La méthode décrite ici doit être utilisée pour les fréquences de télécommande inférieures à 3 kHz. Pour les fréquences de télécommande supérieures à 3 kHz, voir la CEI 61000-3-8.

Cette méthode mesure l'amplitude d'un signal de télécommande centralisée dont la fréquence est connue.

NOTE Le but de cette mesure est de vérifier la valeur maximale du signal et pas de diagnostiquer des anomalies de fonctionnement du système de télécommande.

La mesure de la tension du signal doit être basée sur:

– soit, en valeur efficace, la raie d'interharmoniques correspondante sur 10/12 périodes;

– soit la racine de la somme des carrés des valeurs efficaces sur 10/12 périodes des quatre raies d'interharmoniques les plus proches (par exemple, un signal de télécommande centralisée à 316,67 Hz sur un réseau 50 Hz doit être approché par la racine de la somme des carrés des raies à 310 Hz, 315 Hz, 320 Hz et 325 Hz, fournies par la FFT effectuée sur un intervalle de temps de 10/12 périodes).

La première méthode doit être préférée si la fréquence spécifiée par l'utilisateur est au centre d'une raie de FFT. La seconde méthode doit être préférée si la fréquence n'est pas au centre d'une raie.

L'utilisateur doit sélectionner un seuil de détection supérieur à 0,3% de U_{din} ainsi que la durée de la période d'enregistrement jusqu'à 120 s. Le début de l'émission du signal doit être détectée lorsque la valeur mesurée de l'interharmonique concernée dépasse le seuil de détection. Les valeurs mesurées sont enregistrées pendant une durée spécifiée par l'utilisateur afin de donner le niveau maximal du signal.

– **Classe S**

Le constructeur doit spécifier la technique de mesure.

– **Classe B**

Le constructeur doit spécifier la technique de mesure.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

5.10.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

– Classe A

La plage de mesure doit être au minimum entre 0 % et 15 % de U_{din}.

Pour les signaux de transmission entre 3 % et 15 % de U_{din}, l'incertitude ne doit pas dépasser ±5 % de la valeur mesurée. Pour les signaux de transmission entre 1 % et 3 % de U_{din}, l'incertitude ne doit pas dépasser ±0,15% de U_{din}. Pour les signaux de transmission inférieurs à 1 % de U_{din}, aucune exigence d'incertitude n'est donnée.

– Classe S

Le constructeur doit spécifier l'incertitude et la plage de mesure.

– Classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude et la plage de mesure.

5.10.3 Evaluation des mesures

Pas d'exigences

5.10.4 Agrégation

L'agrégation n'est pas exigée.

5.11 Variations rapides de tension (RVC)

NOTE L'Article A.5 donne des informations sur les paramètres importants nécessaires pour caractériser une variation rapide de tension. Des informations complémentaires concernant les charges sur les réseaux basse tension peuvent être trouvées dans la CEI 61000-3-3 et dans la CEI 61000-3-11. Ces informations complémentaires ne sont pas nécessairement applicables aux réseaux eux-mêmes.

5.12 Mesure des paramètres de «valeur basse» et de «valeur haute» de la tension («tension haute» et de «tension basse»)

5.12.1 Méthode de mesure

– Classe A

La valeur efficace sur 10/12 périodes $U_{eff\text{-}200ms}$ doit être utilisée pour évaluer les paramètres de «tension haute» et de «tension basse» en pourcentage de U_{din}. Les paramètres de «tension basse» $U_{eff\text{-}basse}$ et de «tension haute» $U_{eff\text{-}haute}$ sont déterminés par les équations (4A), (4B), (5A), (5B), (6) et (7).

Evaluation des “tensions basses” :

La règle (4) suivante s'applique pour le calcul de $U_{eff-basse,i}$:

Si $$U_{eff-200ms,i} > U_{din} \text{ alors } U_{eff-basse,i} = U_{din} \quad (4A)$$

Si $$U_{eff-200ms,i} \le U_{din} \text{ alors } U_{eff-basse,i} = U_{eff-200ms,i} \quad (4B)$$

Evaluation des “tensions hautes” :

La règle (5) suivante s'applique pour le calcul de $U_{eff-haute,i}$:

Si $$U_{eff-200ms,i} < U_{din} \text{ alors } U_{eff-haute,i} = U_{din} \quad (5A)$$

Si $$U_{eff-200ms,i} \ge U_{din} \text{ alors } U_{eff-haute,i} = U_{eff-200ms,i} \quad (5B)$$

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

NOTE Sur les réseaux monophasés, il existe une valeur unique d'évaluation de la «tension basse» et de la «tension haute» pour chaque intervalle. Sur des systèmes triphasés à 3 câbles, il y a 3 valeurs pour chaque intervalle. Sur un système à 4 câbles on peut mesurer soit 6 valeurs, soit 3 valeurs.

– **Classe S**

Non requis.

– **Classe B**

Non requis.

5.12.2 Incertitude de mesure et plage de mesure

Les valeurs efficaces sous-jacentes sur 10/12 périodes doivent être cohérentes avec les exigences de 5.2.2.

5.12.3 Agrégation

– **Classe A**

Evaluation des "tensions basses":

$$U_{\text{basse}} = \frac{U_{\text{din}} - \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} U_{\text{eff-basse,i}}^2}{n}}}{U_{\text{din}}} \quad [\%] \tag{6}$$

Où n = nombre de valeurs efficaces sur 10/12 périodes pour les tensions haute ou basse pendant l'intervalle d'agrégation.

Et $U_{\text{eff-basse,i}}$ est la valeur efficace 10/12 périodes d'indice i.

Evaluation des "tensions hautes":

$$U_{\text{haute}} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} U_{\text{eff-haute,i}}^2}{n}} - U_{din}}{U_{\text{din}}} \quad [\%] \tag{7}$$

où

$U_{\text{eff-over,i}}$ est la valeur efficace 10/12 périodes d'indice i.

NOTE Les équations (4) et (5) de tensions hautes et basses donnent des valeurs positives.

L'agrégation doit être réalisée conformément à 4.4 et 4.5.

– **Classe S**

Non requis.

– **Classe B**

Non requis.

6 Domaine de variation des grandeurs d'influence et vérification en régime établi

6.1 Domaine de variation des grandeurs d'influence

La mesure d'une caractéristique spécifique peut être défavorablement affectée par l'application d'une perturbation (grandeur d'influence) sur le signal électrique d'entrée. Par

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

exemple, la mesure du déséquilibre de la tension d'alimentation pourrait être défavorablement affectée si la forme d'onde de tension est en même temps soumise à une perturbation harmonique.

Le résultat de mesure d’un paramètre doit être dans la plage de précision de mesure spécifiée à l'Article 5 lorsque tous les autres paramètres sont dans leur plage de grandeur d’influence indiquée dans le Tableau 1.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau 1 – Plage de grandeur d'influence

Article et paramètre	Classe	Plage de la grandeur d'influence
5.1 Fréquence	A	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz
	S	42,5 Hz ~ 57,5 Hz , 51 Hz ~ 69 Hz
	B	42,5 Hz ~ 57,5 Hz , 51 Hz ~ 69 Hz
5.2 Amplitude de la tension d'alimentation	A	10 % ~ 200 % U_{din}
	S	10 % ~ 150 % U_{din}
	B	10 % ~ 150 % U_{din}
5.3 Papillotement («flicker»)	A	0 ~ 20 P_{st}
	S	0 ~ 10 P_{st}
	B	N/A
5.4 Creux et surtensions	A	N/A
	S	N/A
	B	N/A
5.5 Coupures	A	N/A
	S	N/A
	B	N/A
5.7 Déséquilibre	A	0 % ~ 5 % u_2, 0 % ~ 5 % u_0
	S	0 % ~ 5 % u_2
	B	SBM
5.8 Harmoniques de tension	A	200 % de la classe 3 de la CEI 61000-2-4
	S	200 % de la classe 3 de la CEI 61000-2-4
	B	200 % de la classe 3 de la CEI 61000-2-4
5.9 Interharmoniques de tension	A	200 % de la classe 3 de la CEI 61000-2-4
	S	200 % de la classe 3 de la CEI 61000-2-4
	B	200 % de la classe 3 de la CEI 61000-2-4
5.10 Signaux de transmission	A	0 % ~ 15 % U_{din}
	S	0 % ~ 15 % U_{din}
	B	0 % ~ 15 % U_{din}
5.12 Tensions haute/basse	A	N/A
	S	N/A
	B	N/A
Tensions transitoires Norme CEI 61180	A	6 kV crête
	S	N/R
	B	N/R
Transitoires rapides CEI 61000-4-4	A	4 kV crête
	S	N/R
	B	N/R
SBM= spécifié par le constructeur N/R = pas d'exigence N/A = non applicable		
NOTE Pour les exigences de sécurité, de CEM ou climatiques, se rapporter aux normes produit, par exemple la CEI 61557-12.		

L'appareil de mesure doit tolérer les signaux dans la plage de grandeur d'influence sans décaler la mesure des autres paramètres au delà de leurs exigences d'incertitudes, et sans dommage à l'appareil de mesure. L'appareil de mesure peut indiquer des dépassements pour des signaux supérieurs à la plage de mesure, jusqu'à la plage de la grandeur d'influence (mais sans inclure les transitoires et les transitoires rapides).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Pour les transitoires et les transitoires rapides, il ne doit y avoir aucun effet sur aucune mesure après le transitoire. Les transitoires sont appliqués sur les terminaux de mesure, pas sur les terminaux de puissance de l'appareil de mesure.

6.2 Vérification de performance en régime établi

Les essais ci-dessous confirment que les signaux en régime établi sont mesurés dans leur plage d'incertitude spécifiée avec des grandeurs d'influence appliquées.

Ces essais sont nécessaires mais pas suffisants pour vérifier qu'une implémentation satisfait aux exigences de la présente norme. Pour vérifier intégralement que les méthodes de mesure de l'Article 5 ont été implémentées correctement, des essais et/ou validations complémentaires peuvent s'avérer nécessaires.

NOTE 1 Se reporter à l'annexe C pour les détails.

– **Classe A**

Pour confirmer que les performances en régime établi d'un appareil de mesure sont correctes, les essais ci-dessous sont appliqués.

NOTE 2 Ces essais sont exigés comme essais de type, pas comme essais individuels de série.

L'incertitude d'un appareil de mesure doit être testée comme suit pour chaque grandeur à mesurer (voir Tableau 2):

– sélectionner une grandeur à mesurer (valeur de tension efficace, par exemple);
– maintenir toutes les autres grandeurs dans les conditions d'essai 1 et vérifier l'incertitude de mesure de la grandeur à tester en 5 points approximativement équidistants dans la plage de mesure, incluant les limites inférieure et supérieure (par exemple, 10 % de U_{din}, 45 % de U_{din}, 80 % de U_{din}, 115 % de $U_{din,}$ 150 % de U_{din} pour la classe A);
– maintenir toutes les autres grandeurs dans les conditions d'essai 2, répéter l'essai;
– maintenir toutes les autres grandeurs dans les conditions d'essai 3, répéter l'essai.

D'autres conditions d'essais peuvent être utilisées en plus des conditions d'essais spécifiées au Tableau 2. Dans ce cas, les valeurs choisies pour chaque grandeur d'influence doivent être dans le domaine de variations de cette grandeur d'influence.

NOTE 3 Dans l'interprétation du présent paragraphe, il est convenu que 15 séries d'états d'essai seront sélectionnées pour chacun des paramètres mesurés. Pour les paramètres qui ont de multiples sous-paramètres, (par exemple, les harmoniques en tension comportent cinquante harmoniques individuelles) sélectionner un sous-paramètre représentatif.

NOTE 4 Certaines grandeurs d'influence n'influent pas sur une grandeur mesurée (par exemple, les harmoniques n'influenceront pas la mesure de déséquilibre). D'autres grandeurs d'influence influent sur la valeur mesurée d'un paramètre (par exemple, les harmoniques influencent la mesure de la tension efficace). Dans les deux cas, l'incertitude de mesure sera respectée.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau 2 – Vérification de l'incertitude en régime établi pour la classe A et la classe S

Grandeurs d'influence	Conditions d'essai 1	Conditions d'essai 2	Conditions d'essai 3
Fréquence	f_{nom} ± 0,5 Hz	f_{nom} – 1 Hz ± 0,5 Hz	f_{nom} + 1 Hz ± 0,5 Hz
Amplitude de tension	U_{din} ± 1 %	Déterminées par papillotement, déséquilibre, harmoniques, interharmoniques (ci-dessous)	Déterminées par papillotement, déséquilibre, harmoniques, interharmoniques (ci-dessous)
Papillotement («flicker»)	P_{st} < 0,1	P_{st} = 1 ± 0,1 – modulation rectangulaire avec 39 variations par minute	P_{st} = 4 ± 0,1 – modulation rectangulaire avec 110 variations par minute
Déséquilibre	100 % ± 0,5 % de U_{din} sur toutes les voies. Tous les angles de phase à 120° équivalent à u_0 = 0 %, u_2 = 0 %)	73 % ± 0,5 % de U_{din} Voie 1 80 % ± 0,5 % de U_{din} Voie 2 87 % ± 0,5 % de U_{din} Voie 3 tous les angles de phase à 120° (équivalent à u_0 = 5,05 %, u_2 = 5,05 %)	152 % ± 0,5 % de U_{din} Voie 1 140 % ± 0,5 % de U_{din} Voie 2 128 % ± 0,5 % de U_{din} Voie 3 tous les angles de phase à 120° (équivalent à u_0 = 4,95 %, u_2 = 4,95 %)
Harmoniques	0 % à 3 % de U_{din}	10 % ± 3 % de U_{din} rang 3 à 0° 5 % ± 3 % de U_{din} rang 5 à 0° 5 % ± 3 % de U_{din} rang 29 à 0°	10 % ± 3 % de U_{din} rang 7 à 180° 5 % ± 3 % de U_{din} rang 13 à 0° 5 % ± 3 % de U_{din} rang 25 à 0°
Interharmoniques	0 % à 0,5 % de U_{din}	1 % ± 0,5 % de U_{din} à 7,5 f_{nom}	1 % ± 0,5 % de U_{din} à 3,5 f_{nom}

Lors de la vérification de la méthode de mesure de l'amplitude de la tension d'alimentation remplacer U_{din} dans le Tableau 2 par la valeur de tension d'alimentation qui a été retenue pour l'essai.

– **Classe S**

Identique à la classe A.

– **Classe B**

Aucune exigence d'essai d'incertitude en régime établi n'est spécifiée.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe A
(informative)

Mesures de la qualité de l'alimentation – Informations et lignes directrices

A.1 Généralités

La présente annexe constitue un complément informatif à la partie normative de la présente norme.

Les deux articles suivants concernent des questions générales et des procédures de mise en œuvre des mesures applicables quel que soit l'objet de ces mesures:

– A.2 – Recommandations d'installation
– A.3 – Transducteurs

Les articles suivants concernent des méthodes pré-normatives de mesure :

– A.4 – Tensions et courants transitoires
– A.5 – Variations rapides de tension
– A.6 – Courant
– A.7 – Caractéristiques des creux de tension

A.2 Recommandations d'installation

A.2.1 Installation

Lors de l'installation d'un appareil de mesure de qualité, il est nécessaire d'assurer la sécurité de l'installateur et des autres personnes, l'intégrité du système contrôlé et l'intégrité de l'appareil de mesure lui-même.

De nombreuses installations sont par nature provisoires et ne requièrent pas les mêmes pratiques de mise en œuvre que les installations permanentes, mais il est impératif de respecter la réglementation locale dans tous les cas. Les lois, règlements et règles locales de sécurité remplaceront la plupart des points cités ci-dessous et seront toujours prioritaires sur les recommandations listées dans la présente norme. Toutes les exigences de sécurité locales et nationales doivent être respectées (par exemple, exigence d'équipement de protection du personnel).

A.2.2 Cordons de mesure

A.2.2.1 Connexions des cordons de mesure

Pour la sécurité, la CEI 61010, qui donne les règles de sécurité pour appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire, s'applique.

Le raccordement des cordons de mesure sur les tableaux de distribution ou les répartiteurs sera effectué de manière à ne pas empêcher le fonctionnement des dispositifs auxquels ils sont raccordés. Il s'agit en particulier de remettre en position de fonctionnement les portes, capots et panneaux d'accès (c'est-à-dire fermés, remontés avec toutes leurs vis, etc.). Si des panneaux restent ouverts pendant la mesure, des moyens appropriés seront prévus pour limiter l'accès à la zone et informer les personnels de la présence du dispositif de mesure et de l'identité de la personne responsable sur le site.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Il est recommandé dans la plupart des cas de fixer l'appareil de mesure à l'endroit spécialement destiné aux mesures ou au comptage dans les installations.

Les cordons de mesure seront acheminés à l'écart de conducteurs non isolés, objets tranchants, champs électromagnétiques à hautes et basses fréquences et autres environnements agressifs. Ils seront si possible enroulés ou attachés à un corps solide afin d'éviter toute déconnexion accidentelle.

A.2.2.2 Cordons de mesure de tension

Les cordons dotés d'un fusible à la pointe de touche, c'est-à-dire à l'extrémité raccordée au système à contrôler, améliorent la sécurité de la connexion. Il incombe au constructeur de l'appareil de mesure de spécifier le calibre du fusible, qui devra être suffisamment faible pour protéger le cordon de mesure contre les surcharges. En outre, la capacité de coupure du fusible devra être compatible avec le courant de défaut du réseau au point de raccordement.

Il faut que les cordons de mesure de tension ne soient ni enroulés autour de fils existants ni raccordés sur des connecteurs de disjoncteurs conçus pour ne recevoir qu'un seul conducteur. Il conviendra d'utiliser une connexion mécanique adaptée et correctement installée. Lorsque des clips sont utilisés dans des installations provisoires, ils devront être conformes à la CEI 61010. Il est indispensable que le clip soit calibré pour la tension maximale susceptible d'être appliquée et qu'il soit parfaitement installé mécaniquement. Lors de l'installation, l'installateur tiendra compte de ce qui pourrait se passer si le clip était accidentellement défait, par exemple, par une traction brutale sur le câble.

Certains cordons de mesure sont dotés de prises isolées qui peuvent être enfichées les unes sur les autres. Il convient de prendre garde lors de l'empilage à n'établir que des connexions désirées sans créer accidentellement de courts-circuits. Toujours vérifier par deux fois que le raccordement des cordons n'introduit pas de courts-circuits. Par ailleurs, ne connecter les cordons au circuit à contrôler qu'après avoir connecté les cordons à l'appareil de mesure et vérifié que la connexion est correcte.

A.2.2.3 Cordons de mesure de courant

Il convient de vérifier que le circuit au secondaire des transformateurs de courant, s'il est utilisé, ne puisse s'ouvrir, c'est à dire qu'il ne faut pas qu'il y ait de fusible dans ce circuit secondaire et il faut que le raccordement à la charge soit mécaniquement sûr.

Les pinces de courant et leurs cordons, utilisés pour des installations temporaires, seront conformes à la CEI 61010-2-032.

A.2.3 Protection des parties sous tension

Les capots ou panneaux sont souvent déposés pour l'installation ou pendant les périodes de mesure. Dans ce cas, toutes les parties sous tension seront protégées de manière adéquate et la zone maintenue hors d'accès. Si des bornes à vis sont utilisées dans l'appareil de mesure, des capots appropriés seront utilisés afin d'isoler les connexions. Toutes les connexions seront faites conformément aux spécifications et à l'objet du raccordement. Par exemple, il ne faut pas raccorder plusieurs fils sur une borne à vis conçue pour un seul fil.

A.2.4 Emplacement des appareils de mesure

Il est nécessaire que l'appareil de mesure soit bien fixé afin de minimiser son risque de déplacement ou d'ouverture des circuits de raccordement. Si une imprimante papier est utilisée pour l'édition des perturbations, il convient de prendre les précautions adéquates pour que l'accumulation du papier ne présente pas de danger. Les appareils de mesure ne seront pas entreposés dans des endroits où la température, l'humidité ou la poussière perturbent le processus de traitement des données.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

L'appareil de mesure sera placé de manière à ne pas faire courir de risque aux personnes travaillant dans la zone. Une enceinte ou une barrière de protection peut parfois être utilisée à cette fin. Dans la mesure du possible, l'appareil de mesure ne sera pas placé dans un lieu de grand passage, comme par exemple dans un couloir très fréquenté.

Par ailleurs, il convient d'adopter un emplacement qui ne soit pas de nature à faire courir un risque particulier à la personne chargée d'installer l'appareil de mesure. De nombreux emplacements sont trop exigus ou d'accès trop difficile pour permettre le bon raccordement des cordons de mesure. Dans ce cas, un autre emplacement sera choisi.

Des facteurs environnementaux extérieurs risquent d'affecter le fonctionnement des appareils de mesure. Ces facteurs d'environnement incluent la température, l'humidité, les champs électromagnétiques à haute et basse fréquence, les décharges électrostatiques, les chocs mécaniques et les vibrations.

A.2.5 Mise à la terre

Tout appareil de mesure peut présenter des défauts internes. L'alimentation de l'appareil de mesure sera correctement reliée à la terre si le constructeur l'exige. De nombreux règlements de sécurité prescrivent également qu'une connexion de terre soit associée aux cordons de mesure de tension. Les appareils de mesure ayant deux connexions de terre ou plus (comme par exemple une connexion de terre pour l'alimentation et une autre pour les cordons de mesure) peuvent engendrer des boucles de terre (de masse) si les connexions de terre sont faites à partir de points physiques différents à l'extérieur de l'appareil de mesure. Le risque de créer une boucle de terre sur l'appareil de mesure et sur le système objet des mesures sera soigneusement considéré.

Les dangers liés au potentiel pour le personnel et l'appareil de mesure dus à la présence de potentiels élevés entre différents points du réseau de terre seront soigneusement pris en compte. L'utilisation de transformateurs d'isolement pour l'alimentation de l'appareil de mesure est utile dans la plupart des cas.

Dans tous les cas, la priorité sera accordée aux considérations de sécurité.

A.2.6 Interférences

Si l'appareil de mesure est connecté à un téléphone portable ou autre émetteur de radio, il convient de s'assurer que l'antenne de l'émetteur soit suffisamment éloignée des dispositifs susceptibles d'être sensibles aux interférences. Il s'agit par exemple de dispositifs de protection, d'appareils de surveillance médicale, d'appareils de mesure scientifiques, etc.

A.3 Transducteurs

A.3.1 Généralités

Les appareils de mesure de la qualité, en particulier les appareils de mesure portatifs, sont en général dotés d'entrées conçues pour des applications à basse tension. Certains appareils de mesure de la qualité montés de manière fixe sont installés à une certaine distance du point du circuit où les paramètres doivent être mesurés. Dans les deux cas, un transducteur approprié peut être nécessaire pour abaisser la tension, pour isoler les circuits d'entrée de la tension réseau ou pour transmettre les signaux sur une certaine distance. Pour réaliser l'une ou l'autre de ces fonctions, un transducteur peut être utilisé, à condition que ses caractéristiques soient adaptées au paramètre concerné.

Sur les réseaux à basse tension, les appareils de mesure de la qualité sont en général connectés directement en tension au point concerné, mais des transducteurs sont souvent utilisés pour les mesures de courant.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Sur les réseaux à moyenne et à haute tension, des transducteurs sont utilisés pour les mesures de la qualité en tension et en courant.

L'utilisation de transducteurs pose deux problèmes importants:

– niveau des signaux: il est nécessaire que l'amplitude des signaux utilise la pleine échelle de l'appareil de mesure sans distordre ni écrêter le signal désiré;
– réponse en fréquence et en phase: ces caractéristiques sont particulièrement importantes pour les mesures de transitoires et d'harmoniques.

Afin d'éviter des mesures incorrectes, la pleine échelle, la linéarité, la réponse en fréquence et en phase et les caractéristiques de la charge du transducteur seront soigneusement prises en compte.

NOTE Les transducteurs de courant conçus pour les circuits de protections peuvent être moins précis que les transducteurs de mesure.

A.3.2 Niveau des signaux

A.3.2.1 Transducteurs de tension

Le transducteur de tension le plus couramment utilisé est le transformateur de tension. On distingue deux types de transformateurs de tension: ceux qui sont utilisés pour des circuits de relais de protection et ceux utilisés pour des circuits de comptage. Le premier type est dimensionné de manière à fournir une réponse correcte même en cas de surtensions dues à un court-circuit déséquilibré. Le deuxième type est quant à lui destiné à protéger les appareils de mesure des surtensions du réseau. Dans cette dernière catégorie, le signal fourni est distordu en cas de saturation.

Lorsqu'un appareil de mesure est raccordé à un transformateur de tension utilisé pour d'autres fonctions (par exemple, comptage), il faut faire attention à ce que la charge additionnelle ne dépasse pas le calibre ou n'affecte pas l'incertitude des autres fonctions.

Il convient de prendre toutes les précautions nécessaires pour faire des raccordements au secondaire d'un transformateur utilisé par un relais de protection. Toute erreur de raccordement peut entraîner le déclenchement intempestif du relais.

NOTE Pour plus de détails sur l'incertitude des transformateurs de tension, voir la CEI 60044-2.

A.3.2.2 Transducteurs de courant

En fonctionnement, la valeur du courant peut aller de 0 à la valeur de court-circuit du réseau surveillé. La valeur du courant de court-circuit peut être très au-dessus du niveau nominal du courant. Une valeur 20 fois supérieure à la valeur nominale n'est pas inhabituelle.

Le type de transducteur de courant le plus couramment utilisé est le transformateur de courant.

Certains transformateurs de courant sont équipés de deux ou plus de deux noyaux et/ou de deux enroulements secondaires: un pour les fortes intensités (20 à 30 fois le courant nominal), en général pour les relais de protection, et un autre pour les intensités nominales. Il convient de sélectionner le secondaire correct pour la mesure prévue. Avec des raccordements directs, un appareil de mesure peut être endommagé en cas de défauts si le secondaire incorrect a été sélectionné. Ces dommages peuvent accidentellement constituer un circuit ouvert sur le secondaire du transformateur. Ceci peut entraîner l'ouverture du circuit secondaire d'un transformateur de courant ce qui génère des tensions élevées dangereuses (et destructrices).

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

D'autres conditions peuvent affecter la précision de transducteurs, comme le centrage et l'angle que fait un conducteur lorsqu'il traverse la fenêtre d'un transducteur du type pince de courant.

NOTE Pour plus de détails sur les transducteurs de courant, voir la CEI 60044-1.

Des mesures de transitoires peuvent être effectuées avec des shunts ou des transformateurs de courant conçus pour avoir une bonne réponse à haute fréquence.

Les shunts coaxiaux sont habituellement utilisés en laboratoire mais ils présentent le désavantage, qu'il est nécessaire de les insérer dans des conducteurs dans lesquels un courant circule, et que le signal de sortie du shunt n'est pas galvaniquement isolé du circuit de puissance. En revanche, ils ne sont pas sensibles à la saturation et à la magnétisation résiduelle qui peuvent affecter les mesures effectuées avec des transformateurs de courant.

Les transformateurs de courant fonctionnant avec une charge résistive appropriée fournissent un signal en tension proportionnel au courant primaire. En général, le primaire se compose d'une ou plusieurs spires du circuit primaire bobinées à travers une ouverture dans un noyau. Le principal avantage de ces transducteurs de courant est d'assurer l'isolation des circuits de puissance et une large gamme de rapports ampères/volts. Un autre avantage est que certains transformateurs de courant (pas tous) ne nécessitent pas de déconnecter le conducteur de puissance de sa charge lors de l'installation.

D'autres types de transducteurs de courant sont parfois utilisés, y compris des détecteurs optiques à polarisation, des transducteurs à effet Hall.

A.3.3 Réponse en fréquence des transducteurs

A.3.3.1 Réponse en fréquence et phase des transducteurs de tension

En général, les transducteurs de tension électromagnétiques de type transformateur présentent des réponses en fréquence et transitoires appropriées jusqu'à 1 kHz, mais la plage de fréquence peut parfois soit être limitée très en dessous de 1 kHz, soit s'étendre à quelques kilohertz.

De simples diviseurs capacitifs peuvent présenter une réponse en fréquence et en phase satisfaisante jusqu'à des centaines de kilohertz, voire plus; cependant dans de nombreuses applications, un circuit résonant est ajouté intentionnellement, ce qui rend la réponse en fréquence du diviseur capacitif inadaptée aux mesures à toute fréquence autre que la fréquence fondamentale.

Les diviseurs de tension résistifs peuvent présenter une réponse en fréquence et en phase satisfaisante jusqu'à plusieurs centaines de kilohertz. Ils peuvent toutefois introduire d'autres problèmes: par exemple la charge capacitive de l'appareil de mesure peut influencer leur réponse en fréquence.

A.3.3.2 Réponse en fréquence et en phase des transducteurs de courant

Les transformateurs de courant étant des dispositifs électromagnétiques bobinés, la réponse en fréquence varie en fonction de la classe de précision, du type (constructeur), du nombre de spires, du matériau et de la section du noyau, et de la charge du circuit secondaire.

En général, la fréquence de coupure d'un transducteur de courant s'étend de 1 kHz à quelques kilohertz, et la réponse en phase se dégrade à mesure qu'on se rapproche de la fréquence de coupure.

NOTE De nouveaux concepts de transducteurs de courant à fréquence de coupure plus élevée et présentant une plus grande linéarité sont en cours de développement (transducteurs optiques et à effet Hall). Il convient de prendre soigneusement en compte la coordination de l'isolement, les problèmes de bruit, le comportement à pleine échelle et les conditions de sécurité.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.3.4 Transducteurs de mesure de transitoires

Il est nécessaire de considérer deux questions importantes lors de la sélection de transducteurs pour mesurer les transitoires sur un réseau alternatif. D'une part, il convient que le niveau du signal utilise la pleine échelle de l'appareil de mesure sans distordre ou écrêter le signal lui-même. D'autre part, il convient que la réponse en fréquence (amplitude et phase) du transducteur soit adaptée au signal attendu.

– Transducteurs de tension

- Il convient que les transducteurs de tension soient suffisamment dimensionnés pour que les perturbations n'induisent pas de saturation. Pour les transitoires basse fréquence, ceci exige que le coude de la courbe de saturation du transducteur soit à au moins 200 % de la tension nominale du réseau.
- La réponse en fréquence d'un réducteur de tension de mesure standard dépend de son type et de sa charge. Avec une charge à haute impédance, la réponse est en général adéquate jusque 2 kHz environ, mais elle peut être moindre.
- Les transformateurs de tension à couplage capacitif ne fournissent en général pas de représentation précise des composantes à haute fréquence.
- Les mesures de transitoires hautes fréquences nécessitent un diviseur capacitif ou un diviseur purement résistif. Des diviseurs capacitifs spéciaux peuvent être utilisés pour les mesures exigeant une caractérisation précise des transitoires jusqu'à au moins 1 MHz.

– Transducteurs de courant

- Le choix du transducteur approprié pour le courant est plus difficile. Le courant dans un câble de distribution varie plus souvent et dans de plus grandes proportions que la tension.
- Les réducteurs de courant de mesure standards sont en général adaptés aux fréquences jusqu'à 2 kHz (l'erreur de phase peut devenir importante avant cette limite). Pour les fréquences plus élevées, il convient d'utiliser des transducteurs de courant à fenêtre présentant un rapport de transformation élevé (bobine toroïdale, circuit magnétique ouvert, shunt et pince).
- Les autres caractéristiques souhaitables des transducteurs de courant sont: rapport de transformation élevé, comme par exemple 2 000:5; moins de cinq spires au primaire; faible flux rémanent, comme par exemple 10 % de saturation du noyau; noyau magnétique de grande surface; résistance de l'enroulement secondaire et impédance de fuite faibles. Deux paramètres importants nécessitent d'être pris en compte lorsqu'on utilise un transducteur pour mesurer des courants transitoires; il s'agit du produit courant-temps (*I.t* max.) et du temps de montée/descente. Les valeurs usuelles de temps de montée (de 10 % à 90 %) sont situées dans la plage de 2 ns à 200 ns. Les valeurs usuelles du temps de descente vont de 0,1 % /µs à 0,5 % /ms.

NOTE Dans les réseaux à haute et très haute tension, des mesures à haute fréquence et de transitoires peuvent être effectuées en utilisant les diviseurs capacitifs souvent disponibles sur les transformateurs de courant ou sur les transformateurs de courant enfilés sur les traversées à haute tension des transformateurs.

A.4 Tensions et courants transitoires

A.4.1 Généralités

Le présent article traite principalement des transitoires des réseaux à basse tension mais ne traite pas ceux des disjoncteurs à isolation gazeuse (*GIS*) ni ceux des réseaux HT.

Des transitoires se produisent sur les réseaux à courant alternatif. Traditionnellement, ils sont dénommés «tensions transitoires»; toutefois, dans de nombreux cas, le courant transitoire peut être plus important. La détection, la classification et la caractérisation des tensions transitoires sont des sujets complexes.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.4.2 Termes et définitions

A.4.2.1
transitoire
se dit d'un phénomène ou d'une grandeur qui varie entre deux régimes établis consécutifs dans un intervalle de temps court relativement à l'échelle de temps considérée

[VEI 161-02-01]

A.4.2.2
tension de choc
onde de tension transitoire se propageant le long d'une ligne ou d'un circuit et comportant une montée rapide de la tension suivie d'une décroissance plus lente

[VEI 161-08-11]

A.4.3 Caractéristiques de fréquence et d'amplitude des transitoires du secteur alternatif

Sur les circuits de puissance à courant alternatif, les transitoires se produisent sur une large gamme de formes d'onde, d'amplitudes et de durées. Il est difficile de les décrire par un simple jeu de paramètres, mais l'obtention de ces signatures permet de les classer en quelques formes d'onde typiques utilisées aux fins d'essais. La Figure A.1 présente le spectre de fréquence de plusieurs formes d'onde d'essais représentatives d'application générale. Cette information peut être utilisée pour développer des algorithmes qui seront nécessaires pour réduire de manière appropriée les signaux analogiques à des fins d'enregistrements numériques et de traitement de données de ces signaux.

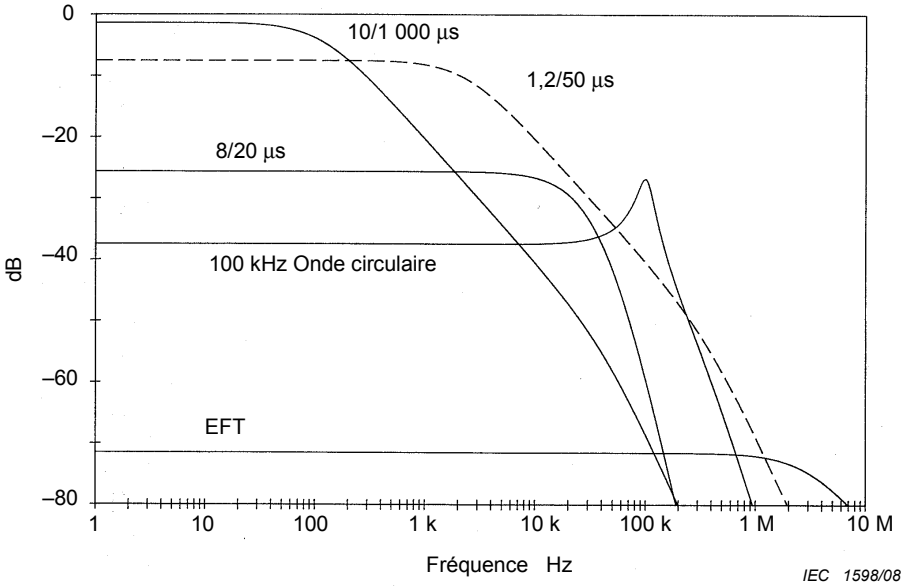

Figure A.1 – Spectre de fréquence de formes d'onde d'essais typiquement représentatives

Pour la tension et le courant, le spectre commun des formes d'onde des transitoires du secteur alternatif contient des fréquences jusqu'à environ 10 MHz (durant 200 µs), et ayant de grandes amplitudes jusqu'à 1 MHz (durant 2 ms). Pour le raccordement des charges au réseau alternatif, les amplitudes des formes d'onde habituelles d'essais s'étendent jusqu'à 6 kV et jusqu'à 5 kA.

De ce fait, il est nécessaire que le taux d'échantillonnage soit au moins égal à deux fois la fréquence maximale de la forme d'onde; par ailleurs, le filtre anti-repliement correspondant

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

présentera des caractéristiques appropriées. Pour toute information supplémentaire relative à la mesure des transitoires, voir également l'Article A.2.4, relatif aux transducteurs.

A.4.4 Détection du transitoire de tension

Les résultats d'une mesure de transitoires dépendent à la fois de la nature du transitoire et des paramètres sélectionnés par l'utilisateur et enregistrés par l'appareil de mesure. Lorsque l'isolation constitue le souci primordial, les mesures de transitoires sont en général effectuées entre phase et terre. Lorsque le maintien en bon état des matériels constitue le souci principal, les mesures de transitoires sont en général effectuées entre phases ou entre phase et neutre.

Les méthodes de détection et des exemples d'application sont les suivants:

– méthode par comparaison: lorsqu'un seuil fixe absolu est dépassé, un transitoire est détecté, comme par exemple des dispositifs de protection contre les tensions de choc qui sont sensibles à la tension totale;
– méthode de l'enveloppe: identique à la méthode comparative, mais où le fondamental est supprimé avant l'analyse, comme par exemple dans le cas de transitoires par couplage capacitif;
– méthode de la fenêtre glissante: les valeurs instantanées sont comparées aux valeurs correspondantes sur la période précédente, comme par exemple transitoires à basse fréquence à l'enclenchement de batteries de condensateurs utilisées pour la correction du facteur de puissance;
– méthode dv/dt: lorsqu'un seuil fixe absolu de dv/dt est dépassé, dans le cas par exemple du déclenchement intempestif de circuits électroniques de puissance ou de distribution non uniforme sur l'enroulement d'une bobine d'induction;
– valeur efficace: par échantillonnage très rapide, la valeur efficace est calculée sur des intervalles très inférieurs à une période du fondamental et comparée à un seuil, comme par exemple lorsque des calculs complémentaires sont nécessaires tels que surcharge d'un dispositif de protection contre les tensions de choc ou de transfert de charges;
– d'autres méthodes sont par exemple des mesures amplitude/fréquence (transformée de Fourier discrète ou rapide, ondelettes, etc.).

A.4.5 Evaluation du transitoire de tension

Une fois le transitoire détecté au moyen des méthodes ci-dessus, il peut être classifié. Les méthodes et paramètres de classification sont par exemple:

– la tension et/ou le courant crête. Noter que la valeur crête est également influencée par l'intervalle de mesure;
– la tension de dépassement;
– le temps de montée (dv/dt ou di/dt) du front montant;
– les paramètres de fréquence;
– la durée. Ce paramètre est difficile à définir, en raison de l'amortissement, de l'irrégularité des formes d'onde, etc.;
– coefficient d'amortissement:
– la fréquence d'occurrence;
– l'énergie et la puissance, disponible ou transmise;
– le caractère continu (à chaque période, comme les encoches de commutation) ou unitaire (imprévisible) des transitoires.

Tous ces paramètres numériques sont utiles pour développer un système de classification permettant de décrire l'ensemble des transitoires en termes statistiques.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

D'autre part, en particulier lors de la recherche de pannes, une signature peut décrire en une seule représentation graphique plusieurs de ces paramètres difficiles à quantifier.

A.4.6 Effet des dispositifs de protection contre les tensions de choc sur les mesures de transitoires

Les dispositifs de protection contre les tensions de choc sont des composants connectés en parallèle qui ne conduisent que lorsqu'un seuil de tension est dépassé. Ils sont couramment utilisés pour limiter l'amplitude des tensions transitoires. On les trouve dans des dispositifs de filtrage secteur enfichables et ils sont souvent inclus dans les dispositifs électroniques sensibles tels que les ordinateurs personnels.

Du fait que tous les dispositifs de protection contre les tensions de choc sont effectivement connectés en parallèle, celui qui a la limitation de tension la plus faible limitera (dans la limite de ses caractéristiques) toutes les tensions transitoires jusqu'à sa limite de tension et détournera la plus grande partie du courant transitoire appliquée à l'installation. De ce fait, la mesure de tensions transitoires, dans de nombreux environnements – bureaux, laboratoires, usines, etc. – présente une utilité très limitée: on mesure simplement le seuil de tension de l'un des nombreux dispositifs de protection contre les tensions de choc présentes.

Pour cette raison, le courant transitoire constitue souvent un meilleur indicateur de la sévérité des transitoires des réseaux alternatifs que la tension transitoire.

A.5 Variations rapides de tension (RVC)

On entend par variation rapide de tension une variation rapide de la tension efficace entre deux régimes établis.

Pour mesurer des variations rapides de tension, des seuils peuvent être définis pour chacun des points qui suivent: le taux minimum de variation, la durée minimale des conditions de régime établi, la différence minimale de tension entre les deux conditions de régime établi, le maximum du changement de tension pendant la période de transition (caractéristique du changement de tension) et la stabilité des conditions de régime établi.

Lors d'une variation rapide de tension, il ne faut pas que la tension franchisse le seuil de creux de tension et/ou de surtension temporaire à fréquence industrielle, faute de quoi elle sera considérée comme un creux ou une surtension temporaire à fréquence industrielle.

Le paramètre caractéristique de la variation rapide de tension est la différence entre la valeur en régime établi atteinte après la variation, et la valeur initiale en régime établi.

A.6 Courant

A.6.1 Généralités

Dans le contexte de la qualité de l'alimentation, les mesures de courant viennent compléter utilement les mesures de tension, en particulier lorsqu'on essaie de déterminer les origines d'événements tels que les variations de l'amplitude de la tension, les creux, les coupures ou les déséquilibres.

La forme de l'onde de courant peut en outre aider à associer l'événement enregistré à un dispositif particulier et à une action particulière, comme le démarrage d'un moteur, la mise sous tension d'un transformateur ou la manœuvre d'un condensateur.

Liés aux harmoniques et interharmoniques de tension, les harmoniques et interharmoniques de courant peuvent aider à caractériser la charge raccordée au réseau.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Noter que les transducteurs de mesure ne sont pas pris en compte dans ce chapitre.

A.6.2 Termes et définitions

$I_{\text{efficace demi-période}}$
valeur efficace du courant mesurée sur chaque demi-période

A.6.3 Amplitude du courant

A.6.3.1 Mesure

Il convient que le constructeur ou l'utilisateur spécifie la valeur du courant à pleine échelle, y compris une valeur maximale du facteur de crête.

NOTE Les harmoniques, interharmoniques et les signaux de télécommande centralisée sont compris dans l'évaluation.

– **Classe A**

Il convient de mesurer la valeur efficace (définie en 3.23) de l'amplitude du courant sur un intervalle de temps de 10 périodes pour les réseaux 50 Hz ou sur un intervalle de temps de 12 périodes pour les réseaux 60 Hz. Il convient que les intervalles de 10/12 périodes soient contigus et ne se recouvrent pas.

– **Classe S**

Il convient que le constructeur spécifie l'intervalle de temps de mesure utilisé.

– **Classe B**

Identique à la classe S.

A.6.3.2 Incertitude des mesures

– **Classe A**

Dans le domaine de variation des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1, il convient que l'incertitude ΔI ne dépasse pas ±0,1 % de la pleine échelle.

– **Classe S**

Il convient que le constructeur spécifie l'incertitude ΔI dans le domaine de variation des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1. Dans tous les cas, il convient que l'incertitude de mesure ne dépasse pas ±1,0 % de la pleine échelle.

– **Classe B**

Il convient que le constructeur spécifie l'incertitude ΔI dans le domaine de variation des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1. Dans tous les cas, il convient que l'incertitude de mesure ne dépasse pas ±2,0 % de la pleine échelle.

A.6.3.3 Évaluation des mesures

Pour les réseaux monophasés, il existe une valeur de courant efficace unique. Pour les réseaux triphasés à trois fils, il existe généralement trois valeurs de courant efficace; pour les systèmes triphasés à quatre fils, il en existe généralement quatre. La mesure du courant sur le conducteur de terre est facultative.

– **Classe A**

Il convient d'utiliser les intervalles d'agrégation décrits en 4.4 et 4.5, mais des techniques supplémentaires d'agrégation peuvent être utilisées pour le lissage, par exemple le filtre numérique spécifié dans la CEI 61000-4-7.

Si l'une des valeurs efficaces sur 10/12 périodes est supérieure au courant pleine échelle spécifié, la valeur de courant efficace sur 10/12 périodes pour cet intervalle est «marquée».

– **Classe S**

Le constructeur et/ou l'utilisateur spécifient les intervalles de mesure.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– **Classe B**

Identique à la classe S.

A.6.4 Courant d'appel

A.6.4.1 Mesure

– **Classe A**

Le courant d'appel commence lorsque le courant $I_{\text{efficace demi-période}}$ s'élève au-dessus du seuil d'appel et se termine lorsque le courant $I_{\text{efficace demi-période}}$ est égal ou inférieur au seuil d'appel moins une valeur d'hystérésis choisie par l'utilisateur.

Il faut que les valeurs mesurées soient des $I_{\text{efficace demi-période}}$. Il convient que les intervalles d'une demi-période soient contigus et ne se recouvrent pas.

NOTE 1 Le seuil d'appel est fixé par l'utilisateur. En général, le seuil d'appel est supérieur à 120 % du courant nominal.

NOTE 2 Pour une bonne compréhension des phénomènes d'appel, il est utile que l'utilisateur ait à sa disposition la signature de tous les courants et de toutes les tensions. (Voir B.7.2).

– **Classe S**

La mesure est la valeur efficace du courant sur un intervalle de temps de courte durée spécifiée par le constructeur.

– **Classe B**

Identique à la classe S.

A.6.4.2 Évaluation des mesures

– **Classe A**

Le courant d'appel peut en outre être caractérisé par:

– la durée entre le début et la fin du courant d'appel;

– la valeur maximale du courant d'appel mesuré $I_{\text{efficace demi-période}}$;

– la racine carrée de la moyenne des carrés de toutes les valeurs de $I_{\text{efficace demi-période}}$ mesurées pendant la durée de l'appel.

– **Classe S**

Pas d'exigence.

– **Classe B**

Identique à la classe S.

A.6.4.3 Incertitude des mesures

– **Classe A**

Dans le domaine de variation des grandeurs d'influence décrit en 6,1, l'incertitude de mesure ne doit pas être supérieure à 0,5 % de la valeur lue. L'incertitude sur la mesure de la durée est d'une demi-période.

– **Classe S**

Le constructeur spécifie:

– l'incertitude dans le domaine de variation des grandeurs d'influence défini en 6.1;

– la plage de courant.

– **Classe B**

Identique à la classe S.

Dans tous les cas, il convient que l'incertitude de mesure ne dépasse pas ±5,0 % de la valeur lue.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.6.5 Harmoniques de courant

– Classe A

Pour les besoins de la présente norme, se référer à la définition de la mesure des harmoniques de courant donnée dans la CEI 61000-4-7. Utiliser cette norme pour déterminer une mesure de sous-groupe d'harmoniques sans discontinuité sur 10/12 périodes, appelée $I_{sg,h}$.

Il convient d'utiliser les intervalles d'agrégation décrits en 4.4 et 4.5.

Une mesure d'harmoniques de courant sur 10/12 périodes est «marquée» si un creux ou une surtension temporaire à fréquence industrielle (voir 5.4) ou une coupure de tension (voir 5.5) se produisent pendant cet intervalle de temps.

– Classe S

Le constructeur spécifie les méthodes de mesure et d'agrégation.

– Classe B

Identique à la classe S.

A.6.6 Interharmoniques de courant

– Classe A

Pour les besoins de la présente norme, se référer à la définition de la mesure des interharmoniques de courant donnée dans la CEI 61000-4-7. Utiliser cette norme pour déterminer des mesures de sous-groupe d'interharmoniques sans discontinuité sur 10/12 périodes, appelée $I_{isg,h}$.

Il convient d'utiliser les intervalles d'agrégation décrits en 4.4 et 4.5.

Une mesure d'interharmoniques de courant sur 10/12 périodes est «marquée» si un creux ou une surtension temporelle à fréquence industrielle (voir 5.4) ou une coupure de tension (voir 5.5) se produisent pendant cet intervalle de temps.

– Classe S

Le constructeur spécifie les méthodes de mesure et d'agrégation.

– Pour la classe B

Identique à la classe S.

A.7 Caractéristiques des creux de tension

A.7.1 Généralités

Les creux de tension sont généralement considérés comme des événements communs affectant la qualité de l'alimentation.

La partie normative de la présente norme définit les creux de tension par deux caractéristiques, la profondeur (ou la tension résiduelle), et la durée. Ces caractéristiques sont issues de valeurs efficaces sur une période, qui sont mises à jour à chaque demi-période.

Toutefois, les creux de tension sont rarement rectangulaires, c'est-à-dire que la valeur U_{eff} varie souvent au cours du creux, et le fait de limiter les caractéristiques à la profondeur et à la durée peut masquer certaines informations intéressantes. C'est par exemple le cas des creux de tension provoqués par le démarrage des moteurs ou par la magnétisation des transformateurs où il y une lente transition entre le creux de tension et la tension normale de fonctionnement.

Une grande quantité d'informations est disponible dans les formes d'ondes enregistrées au cours du creux de tension. Mais la caractérisation est un moyen simple de réduire le volume des données, d'interpréter et de catégoriser les événements.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Des creux de tension multiples peuvent se produire, comme par exemple lors de la tentative de remise sous tension automatique d'un tronçon de ligne en défaut permanent. Les événements qui se produisent approximativement simultanément peuvent être comptés comme un événement unique.

En fonction de l'objet de la mesure, il peut être approprié de prendre en compte des caractéristiques autres que les seules profondeur et durée.

A.7.2 Variation rapide de valeurs efficaces

Au cours d'un creux de tension, il peut être intéressant de calculer des valeurs efficaces sur une période mise à jour plus fréquemment qu'à chaque demi-période (comme spécifié dans la partie normative de la présente norme). Par exemple, il peut être intéressant de prendre en compte la valeur efficace sur chaque période 128 fois par période. Cette approche permet une identification plus précise du début et de la fin du creux de tension au moyen de seuils simples. Les inconvénients sont l'augmentation du volume et des traitements de données et l'introduction d'un filtre glissant qui peut être à l'origine d'erreurs.

La tension efficace représente fidèlement la puissance disponible dans une charge résistive. Toutefois, les charges électroniques ne sont pas directement sensibles à la tension efficace, mais sont généralement sensibles à la tension à proximité de la crête de l'onde, et insensibles aux autres parties de l'onde. Des algorithmes autres que les valeurs efficaces peuvent être utiles pour évaluer les effets d'un creux de tension sur les charges électroniques.

A.7.3 Angle de phase / point de l'onde

Pour certaines applications, comme par exemple la retombée des contacteurs électro-mécaniques, l'angle de phase auquel un creux de tension commence est une caractéristique importante.

Cet angle de phase peut être déterminé en enregistrant les formes d'onde avant le creux et pendant le creux, puis en les examinant afin de déterminer à quel instant la forme d'onde réelle s'éloigne de l'onde idéale, par exemple de 10 %, pour ensuite revenir en arrière sur la forme d'onde avec un seuil plus étroit, 5 % par exemple, jusqu'au début du creux. Cet algorithme est très performant pour déterminer le début exact d'un creux de tension, sans pour autant prendre en compte des variations mineures distinctes d'un creux.

Un algorithme similaire peut être utilisé pour déterminer la fin du creux. Outre l'information d'angle de phase, cette approche permet également de calculer précisément la durée du creux avec une résolution beaucoup plus fine qu'une période.

Des méthodes de traitement du signal en cours de développement permettent de détecter exactement le début d'un creux de tension.

A.7.4 Creux de tension et déséquilibre

Un déséquilibre, même bref, peut perturber les charges redressées triphasées ou entraîner le déclenchement de dispositifs par surintensité. Les creux triphasés sont souvent déséquilibrés. Avec les valeurs efficaces variant rapidement décrites en A.7.2, il est souvent utile de calculer le déséquilibre triphasé pendant un creux. Le déséquilibre varie souvent au cours d'un creux, de sorte qu'il peut être présenté sous forme graphique. On peut aussi présenter le déséquilibre maximal au cours d'un creux.

Il peut être intéressant d'analyser séparément les composantes homopolaire, inverse et directe de la fréquence fondamentale au cours d'un creux déséquilibré. Cette approche fournit des informations sur la manière dont un creux se propage dans un réseau et peut aider à comprendre comment des creux et des surtensions temporaires à fréquence industrielle peuvent apparaître simultanément sur des phases différentes.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

A.7.5 Saut de phase pendant un creux de tension

Dans certaines applications, comme par exemple les redresseurs triphasés, le saut de phase dû à un creux de tension peut être important. Un tel saut peut être mesuré par exemple avec une DFT appliquée à la période avant le début du creux, et à une autre période après le début du creux. Si cette approche est appliquée à l'ensemble du creux, un saut maximal au cours du creux peut être calculé. Le saut en fin de creux peut également être intéressant. Dans certaines applications, comme par exemple la stabilité des boucles à verrouillage de phase, il peut être intéressant de calculer la vitesse de variation maximale (taux de variation maximal) ($d\Theta/dt$) de l'angle de phase pendant le creux.

Le calcul du saut de phase pendant un creux de tension peut être combiné avec le déséquilibre provoqué par le creux en considérant l'amplitude et la phase des tensions homopolaire, inverse et directe pendant le creux de tension asymétrique.

A.7.6 Tension manquante

Cette caractéristique d'un creux de tension peut être calculée en soustrayant la forme d'onde du creux d'une forme d'onde idéale, l'amplitude, la phase et la fréquence étant basées sur les données antérieures au creux. Cette caractéristique peut être intéressante pour analyser l'effet du creux sur les dispositifs de maintien de la tension, par exemple.

A.7.7 Distorsion pendant un creux de tension

La tension, pendant un creux, est souvent distordue, et cette distorsion peut être importante pour la compréhension de l'effet du creux sur les dispositifs électroniques. Les méthodes traditionnelles telles que la THD (distorsion harmonique totale) peuvent être prises en compte pour la description de cette distorsion, mais la THD prend en compte la distorsion du fondamental qui, par définition, varie rapidement pendant un creux. Pour cette raison, il peut être plus utile d'évaluer la distorsion pendant un creux simplement sous la forme de la valeur efficace des composantes non fondamentales.

La présence d'harmoniques pairs pendant et après un creux de tension peut provoquer la saturation de transformateurs.

A.7.8 Autres caractéristiques et références

La liste des caractéristiques des creux de tension n'est pas exhaustive. D'autres caractéristiques, non identifiées ici, peuvent être utiles pour analyser les effets des creux de tension sur divers types de charges, sur des dispositifs de commande et de correction. Pour de plus amples détails et exemples, il est recommandé de se rapporter aux publications suivantes: CEI 61000-2-8 et IEEE 1159.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe B
(informative)

Mesures de la qualité de l'électricité – Recommandations pour les applications

B.1 Applications contractuelles de mesure de qualité de l'électricité

B.1.1 Généralités

Cet article donne des indications sur la mesure de la qualité de l'alimentation à des fins contractuelles. Il souligne les facteurs qu'il convient que les parties concernées prennent en compte.

NOTE La description des paramètres de qualité de la tension est présentée ci-dessous.

Il convient de consulter B.1.2 avant de signer un contrat de qualité de l'alimentation, et B.1.3 avant d'effectuer des mesures de qualité de l'alimentation destinées à vérifier la conformité aux termes d'un contrat.

B.1.2 Considérations générales

Il est nécessaire que les termes spécifiés dans le contrat soient à la fois réalisables par une partie et acceptables par l'autre. Il convient que le point de départ d'un contrat de qualité de l'alimentation soit une norme ou spécification de qualité de l'alimentation. Il convient de prendre en compte les valeurs indicatives de planification figurant dans les normes correspondantes de la CEI, comme par exemple la CEI 61000-2-2, la CEI 61000-2-4, la CEI 61000-2-12 et certaines parties de la CEI 61000-3-6 et de la CEI 61000-3-7.

Afin que les résultats soient représentatifs des conditions de fonctionnement normales, la campagne de mesure de la qualité de l'alimentation peut ne pas tenir compte de certaines données, sans pour autant les supprimer, lorsque le réseau est soumis à des perturbations sévères dues à:

– des conditions météorologiques exceptionnelles;
– des perturbations dues à des tiers;
– des interventions des autorités publiques;
– des grèves;
– des cas de force majeure;
– des avaries résultant d'événements extérieurs.

Il convient que le contrat précise si les données «marquées», telles que décrites dans la partie normative (voir Article 4.7) de la présente norme, sont exclues de l'analyse lors de l'évaluation des résultats pour vérification de conformité au contrat. Si les données marquées sont exclues, les résultats des mesures seront généralement indépendants les uns des autres pour chaque paramètre, et chaque paramètre pourra être plus facilement comparé à une valeur contractuelle. Si les données marquées sont incluses, les résultats des mesures seront en général plus directement liés aux effets de la qualité de l'alimentation sur les charges sensibles, mais seront beaucoup plus difficiles, voire impossible, à comparer à des valeurs contractuelles.

NOTE Les données marquées indiquent qu'une perturbation peut avoir influencé une mesure et qu'en conséquence une perturbation unique peut avoir affecté plusieurs paramètres.

Lorsque des mesures de qualité de l'alimentation sont considérées nécessaires pour évaluer la conformité de la fourniture aux termes du contrat, il incombe à la partie qui considère que

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

ces mesures sont nécessaires de prendre toutes dispositions utiles à leur exécution, si un contrôle permanent n'est pas déjà en place. Ceci n'empêche toutefois pas que le contrat précise qui doit effectuer les mesures. La consultation de tierces parties peut être nécessaire.

Le contrat indiquera comment le coût financier des mesures sera supporté par les parties concernées. Cela peut dépendre des résultats de mesures.

Il convient que les termes du contrat spécifient sa durée, la durée des mesures, les paramètres de qualité à mesurer et l'emplacement électrique du ou des appareils de mesure. Voir B.1.3 pour des exemples de durée de mesure et de paramètres de qualité.

Il convient que le choix du mode de branchement du dispositif de mesure (c'est-à-dire phase-neutre ou phase-phase) soit compatible avec le type d'alimentation ou résulte d'une décision commune entre les parties concernées. Il convient que ce choix soit mentionné clairement dans le contrat.

Il convient que les termes du contrat précisent l'utilisation des méthodes de mesure et les incertitudes de mesure décrites dans la partie normative de la présente norme.

Il convient que le contrat précise la méthode permettant de déterminer les indemnités pour le cas où une partie n'honorerait pas les termes du contrat.

Le contrat peut contenir des dispositions relatives au règlement des litiges concernant l'interprétation des mesures.

Il est nécessaire que le contrat prenne en compte le sujet de l'accès aux données et de la confidentialité. Par exemple, la partie effectuant les mesures de qualité peut ne pas être la même que celle devant analyser les données et évaluer la conformité au contrat.

B.1.3 Considérations particulières

B.1.3.1 Généralités

La qualité de l'alimentation est évaluée par comparaison des résultats de mesure des paramètres de la qualité avec les limites (valeurs contractuelles) figurant dans le contrat. Ces limites sortent du cadre de la présente norme.

Dans un contrat, la description de chaque paramètre de la qualité de l'alimentation peut comprendre: une ou plusieurs valeurs contractuelles, l'intervalle de temps à prendre en compte, la durée du ou des intervalles de temps d'évaluation, et éventuellement des procédures spéciales concernant les mesures «marquées».

Pour beaucoup de paramètres (amplitude de la tension, harmoniques, flicker), des variations peuvent être constatées entre les jours travaillés et le week-end. Pour cette raison, la période de mesure sera d'une semaine minimum (ou un nombre entier de semaines).

B.1.3.2 Fréquence industrielle

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine.

Techniques d'évaluation: les valeurs 10 s sont prises en compte. Les techniques ci-dessous sont des suggestions, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles hautes ou basses peuvent être comptés;
– les valeurs les plus défavorables peuvent être comparées aux valeurs contractuelles hautes et/ou basses (la période d'évaluation peut être différente pour cette possibilité);

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– une ou plusieurs valeurs hebdomadaires de probabilité de 95 % (ou autre pourcentage) exprimées en hertz, peuvent être comparées aux valeurs contractuelles hautes et/ou basses;
– le nombre de valeurs consécutives qui dépassent les valeurs contractuelles hautes et/ou basses peut être compté;
– l'intégration pendant l'intervalle de mesure ou l'écart par rapport à la fréquence nominale des valeurs peuvent être comparés aux valeurs contractuelles.

B.1.3.3 Amplitude de la tension d'alimentation

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine.

Techniques d'évaluation: les valeurs 10 min peuvent être prises en compte. Les techniques ci-dessous sont des suggestions, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles hautes ou basses peut être compté;
– les valeurs les plus défavorables peuvent être comparées aux valeurs contractuelles hautes et/ou basses (la période d'évaluation peut être différente pour cette possibilité);
– une ou plusieurs valeurs hebdomadaires de probabilité de 95 % (ou autre pourcentage), exprimées en volts, peuvent être comparées aux valeurs contractuelles hautes et/ou basses;
– le nombre de valeurs consécutives qui dépassent les valeurs contractuelles hautes et/ou basses peut être compté.

B.1.3.4 Papillotement («flicker»)

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine.

Techniques d'évaluation: les valeurs 10 min (P_{st}) et/ou 2 h (P_{lt}) peuvent être prises en compte. Les techniques ci-dessous sont des suggestions pour les deux valeurs, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles, peuvent être comptés;
– des valeurs hebdomadaires de probabilité de 99 % (ou autre pourcentage) pour P_{st}, ou de 95 % (ou autre pourcentage) pour P_{lt}, peuvent être comparées aux valeurs contractuelles.

B.1.3.5 Creux/surtensions temporaires à fréquence industrielle

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une année.

Techniques d'évaluation: il convient que les parties au contrat se mettent d'accord sur la tension d'entrée, déclarée U_{din}.

NOTE Pour les consommateurs basse tension, la tension déclarée est en général égale à la tension nominale du réseau. Pour les consommateurs haute tension ou moyenne tension, la tension déclarée peut être différente de la tension nominale.

Il convient que les parties au contrat se mettent d'accord sur:

– les seuils de détection des creux et des surtensions temporaires à fréquence industrielle;
– les techniques d'agrégation;
– les techniques d'agrégation de sites, si plusieurs sites sont mesurés;
– les techniques de compte-rendu telles que les tables de tension restante/durée;

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– toute autre technique d'évaluation susceptible d'être pertinente.

B.1.3.6 Coupures de la tension d'alimentation

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une année.

Techniques d'évaluation: les parties peuvent se mettre d'accord sur une durée qui définit la limite entre les coupures «brèves» et «longues». Le nombre de coupures de tension et la durée totale des coupures de tension «longues» au cours de la période d'évaluation peuvent être pris en compte. D'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties.

Les coupures pour lesquelles le client est informé à l'avance (un minimum de 24 h à l'avance, par exemple) peuvent être comptées séparément des coupures pour lesquelles le client n'est pas informé à l'avance.

B.1.3.7 Déséquilibre de la tension d'alimentation

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine.

Techniques d'évaluation: les valeurs 10 min et/ou 2 h peuvent être prises en compte. Les techniques ci-dessous sont des suggestions pour les deux valeurs, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles, peuvent être comptés;
– les valeurs les plus défavorables peuvent être comparées aux valeurs contractuelles (la période d'évaluation peut être différente pour cette possibilité, un an, par exemple);
– une ou plusieurs valeurs hebdomadaires de probabilité à 95 % (ou autre pourcentage), exprimées en pourcentage, peuvent être comparées aux valeurs contractuelles.

B.1.3.8 Harmoniques de tension

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine pour les valeurs 10 min, et évaluation quotidienne de valeurs de 150/180 périodes pendant au moins une semaine.

Techniques d'évaluation: les intervalles de 150/180 périodes et/ou 10 min peuvent être pris en compte. Des valeurs contractuelles peuvent être appliquées aux différents harmoniques, groupes d'harmoniques, ou regroupements, comme par exemple harmoniques paires et impaires, en fonction des accords entre les parties au contrat. Les techniques suivantes sont suggérées pour toutes les valeurs, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles, peuvent être comptés;
– les valeurs les plus défavorables peuvent être comparées aux valeurs contractuelles (la période d'évaluation peut être différente pour cette possibilité, un an, par exemple);
– une ou plusieurs valeurs hebdomadaires de probabilité à 95 % (ou autre pourcentage), pour des valeurs 10 min, et/ou des valeurs quotidiennes de probabilité à 95 % (ou autre pourcentage) pour des valeurs de 150/180 périodes, exprimées en pourcentage, peuvent être comparées aux valeurs contractuelles.

B.1.3.9 Interharmoniques de tension

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine pour les valeurs 10 min, et évaluation quotidienne de valeurs de 150/180 périodes pendant au moins une semaine.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Techniques d'évaluation: les intervalles de 150/180 périodes et/ou 10 min peuvent être pris en compte. Des valeurs contractuelles peuvent être appliquées à un groupe d'inter-harmoniques, ou autres regroupements, en fonction des accords entre les parties au contrat. Les techniques suivantes sont suggérées pour toutes les valeurs, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles, peuvent être comptés;
– les valeurs les plus défavorables peuvent être comparées aux valeurs contractuelles (la période d'évaluation peut être différente pour cette possibilité, un an, par exemple);
– une ou plusieurs valeurs hebdomadaires de probabilité à 95 % (ou autre pourcentage), pour des valeurs 10 min, et/ou des valeurs quotidiennes de probabilité à 95 % (ou autre pourcentage) pour des valeurs de 150/180 périodes, exprimées en pourcentage, peuvent être comparées aux valeurs contractuelles.

B.1.3.10 Tension de transmission de signaux

Intervalle de mesure: période d'évaluation minimale d'une semaine.

Techniques d'évaluation: les techniques suivantes sont suggérées pour toutes les valeurs, mais d'autres techniques d'évaluation peuvent être convenues entre les parties:

– le nombre ou le pourcentage de valeurs qui, pendant la période d'évaluation, dépassent les valeurs contractuelles, peuvent être comptés;
– les valeurs les plus défavorables peuvent être comparées aux valeurs contractuelles (la période d'évaluation peut être différente pour cette possibilité).

B.2 Campagne de mesure à des fins statistiques

B.2.1 Généralités

Ceci sert à fournir des recommandations pour la conception et la réalisation d'études statistiques de qualité d'alimentation (y compris une surveillance permanente) en support de:

a) Exigences du consommateur, lorsque le but de telles études est de fournir au consommateur des informations sur les paramètres de qualité du courant tels que vus par le consommateur référencé par rapport à un ensemble d'indices reconnus de qualité de l'électricité. Ces indicateurs peuvent se rapporter à des normes reconnues, ou à un ensemble prédéfini d'exigences spécifiées pour une installation particulière ou un équipement donné (par exemple spécifications de contrat ou d'équipement).
b) Exigences de l'opérateur du réseau pour évaluer les niveaux existants de distorsion/perturbation sur le réseau (par exemple dans l'évaluation requise pour le raccordement de nouvelles charges).

Historiquement, les réseaux ont été conçus et exploités différemment dans des pays différents et toute tentative de normaliser les résultats de différentes études nationales de qualité de l'électricité serait extrêmement complexe et comporterait des risques de mauvaise interprétation.

Cet article explique l'objet des statistiques de qualité de l'électricité et présente quelques recommandations.

Le premier objectif de ces techniques est de compresser un grand nombre de valeurs mesurées.

Le deuxième objectif de l'analyse statistique consiste à calculer des indices de qualité aux fins d'analyse comparative, soit en un point spécifique, soit sur l'ensemble d'un réseau, afin de:

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

– vérifier la conformité avec la convention contractuelle (voir l'Article B.1);
– suivre l'évolution des indicateurs de performances d'un réseau;
– comparer différents réseaux entre eux sur une même période d'observation.

B.2.2 Principes

Toute analyse statistique doit être effectuée avec des valeurs homogènes: même période de mesure, même type de données de mesure ou même type de réseau.

Un calcul statistique est basé sur la classification des valeurs mesurées.

Pour chaque paramètre, l'utilisateur définit un «domaine normal de variation» et choisit d'inclure ou non les données marquées (voir 4.7) sachant que ces données risquent d'être non valides.

Le domaine normal de variation est ensuite divisé en plusieurs classes de largeur égale. Le nombre de classes détermine l'intervalle de confiance – 100 classes semble convenir. Les classes restent de largeur égale durant une période de mesure – un jour, une semaine, un an, etc. - et sont ordonnées de la plus petite à la plus grande valeur dans le domaine normal de variation.

Le nombre de valeurs rangées dans chaque classe est compté. Ce comptage est utilisé pour déterminer la courbe de sommation qui à son tour peut être utilisée pour déterminer les quantiles.

Il convient d'utiliser les formules statistiques, assorties d'un niveau de confiance, par exemple de 95%, pour déterminer l'intervalle de confiance. Lorsque le nombre de valeurs statistiques est faible, il convient d'être prudent avec l'intervalle de confiance.

B.2.3 Indicateurs de qualité de l'alimentation

B.2.3.1 Caractérisation d'un point unique du réseau

Un point de mesure spécifique peut être caractérisé par deux types d'indicateurs de qualité en fonction des phénomènes concernés:

– des indicateurs statistiques tels que des pourcentages, valeurs maximales ou moyennes sur une certaine période (voir la CEI 61000-3-6 pour les harmoniques, la CEI 61000-3-7 pour le papillotement, ou la CEI 61000-3-13 pour le déséquilibre);
– le comptage d'événements et leur classification.

Des exemples d'indicateurs de qualité de l'alimentation sont donnés pour chaque paramètre à l'Article B.1.3.

B.2.3.2 Caractérisation de la totalité d'un réseau

Un réseau entier est un ensemble de points isolés classés par type de réseau ou de clients. Des règles de pondération peuvent être définies pour obtenir des résultats globaux. Les règles de pondération peuvent s'appliquer aux indicateurs statistiques ainsi qu'aux événements.

B.2.4 Objectifs de surveillance

La surveillance de la qualité de l'électricité est nécessaire pour caractériser les phénomènes électromagnétiques à un endroit donné d'un réseau d'alimentation électrique.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

L'objectif peut être aussi simple que la vérification de la régulation de la tension en régime établi à l'entrée d'un point de livraison, ou peut être aussi complexe que l'analyse des flux de courants harmoniques dans un réseau de distribution.

Généralement, la surveillance de la qualité de l'électricité est effectuée pour l'une des trois raisons suivantes:

a) Recherche de défauts: Diagnostic d'incompatibilités entre la source d'alimentation électrique et un équipement existant raccordé dans une installation.
b) Evaluation de la qualité de l'électricité: Pour évaluer l'environnement électrique en un point particulier afin d'affiner les techniques de modélisation ou de développer un référentiel de la qualité de l'électricité.
c) Planification du raccordement d'un nouvel équipement: Pour prévoir les performances futures d'un équipement ou d'appareils de compensation de la qualité de l'électricité dont le raccordement est prévu dans une installation. Dans toutes les situation, la tâche la plus importante d'un projet de surveillance est de définir clairement les objectifs de cette surveillance.

La procédure pour déterminer les objectifs de surveillance dépendra de la raison invoquée pour exercer cette surveillance. De ceci ressortiront les paramètres à mesurer, la durée de la surveillance et les seuils à partir desquels les paramètres seront évalués.

B.2.5 Aspects économiques des campagnes de mesures de la qualité de l'électricité.

Il existe plusieurs éléments qui impactent le coût et les aspects économiques généraux d'une campagne de mesure. Ces éléments incluent:

- équipements de mesures;
- transducteurs;
- installation, y compris l'accès au raccordement;
- le travail;
- communications;
- gestion des données (bases de données, etc.);
- traitement et analyse des données;
- durée de l'étude.

Parmi ces éléments, le coût de l'équipement de mesure est rarement le poste le plus coûteux. Dans les sous-stations électriques et les départs d'alimentation, les coûts d'installation et de main d'œuvre sont généralement significativement prépondérants par rapport aux coûts de l'équipement de mesure. Lorsque l'on considère le cycle de vie total d'une campagne de mesure à long terme, les coûts de communication et d'analyse de données commencent à être prépondérants. Il est avisé cependant de choisir un appareil de mesure qui est facile à installer, qui possède de nombreuses options de communication, et qui fournit les données dans un format qui simplifie la tâche d'analyse (par exemple, les données sont disponibles dans un format normalisé).

Un facteur multiplicatif évident du coût d'une campagne de mesure est lié à la durée de l'étude. Ceci est applicable aux campagnes de mesure de conformité, comme celles associées aux normes telles que l'EN 50160. La recommandation par rapport à cela est de se conformer en premier lieux aux exigences nationales de conformité aux normes, et en second lieu de prendre en considération le contexte de mesure lorsque la durée n'est pas explicitement mandatée par une norme nationale. La durée de la campagne de mesure devrait être adaptée à la situation de telle sorte que la durée de l'étude puisse être minimisée tout en obtenant suffisamment d'information pour réaliser correctement l'évaluation. Les facteurs qui influencent la sélection de la durée d'une campagne de mesure incluent:

- le type de client (par exemple, résidentiel, commercial, industriel);

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

- les raisons de la surveillance (voir ci-dessus);
- la variabilité de la charge, et la période de temps sur laquelle cette variabilité est susceptible d'être rencontrée.

Avant l'installation d'un système permanent de suivi de la qualité du courant, un dossier commercial doit souvent être établi. Des dossiers commerciaux typiques incluent à la fois des avantages palpables et impalpables. Les avantages palpables directs comprennent:

- l'identification, par l'analyse de la signature d'un équipement défaillant, avant un défaut total (par exemple des changeurs de prise, des batteries de condensateurs et leur disjoncteur, des transformateurs);
- réduction de la durée de ré-alimentation du système (par exemple identification de défaut);
- conformité au contrat;
- exigences de raccordement pour des nouveaux équipements.

Les avantages impalpables incluent:

- l'identification de départs à problèmes, afin d'aider à améliorer les indicateurs de fiabilité;
- le retour client, afin d'améliorer les relations avec ce dernier.

Les aspects économiques d'une campagne de mesure de qualité de l'électricité peuvent être améliorés en ajoutant au système des informations recueillies par d'autres équipements qui ne sont pas spécifiquement conçus pour la mesure de la qualité de l'électricité. Le partage de ressources de cette manière permet un partage des coûts de mesure avec le coût primaire de l'équipement: disjoncteurs à ré-enclenchement, contrôleurs d'interrupteurs de condensateurs, etc.

B.3 Localisation et type des campagnes de mesure

B.3.1 Localisation de la surveillance

Le choix de lieux pour installer des appareils de mesure de suivi de la qualité de l'électricité dépendra de l'objectif de l'étude. Si l'objectif de surveillance est de diagnostiquer un problème de performance d'un équipement, alors l'équipement de surveillance doit être placé aussi près que possible de la charge. Ceci s'applique aux problèmes de performance qui comportent à la fois des charges électroniques sensibles telles que des ordinateurs ou variateurs de vitesse, et des équipements de distribution électrique telles que des disjoncteurs ou des condensateurs. Après que les fluctuations de tension ont été déterminées, l'équipement de surveillance peut être déplacé en amont du circuit afin de déterminer la source de la perturbation.

La localisation de la surveillance peut aussi être déterminée par des critères de coût et de facilité dès lors que ceux ci ne compromettent pas les objectifs techniques, réglementaires ou légaux. Par exemple il s'avère moins coûteux de surveiller de la basse tension que de la haute tension. La mesure dans un poste de transformation est en général moins coûteuse que sur un départ, sur un câble ou un poteau.

Pour la surveillance de conformité relative à des contrats de service, la localisation du point de mesure doit être décidée à l'avance d'un commun accord entre les parties prenantes du contrat. Ceci est généralement défini comme étant le point commun de couplage (PCC) entre le client et le système. Où le PCC est défini comme: le point sur un réseau public d'alimentation, électriquement le plus proche d'une charge particulière, et sur lequel d'autres charges sont ou peuvent être raccordées.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

B.3.2 Préparation d'une campagne de mesures

Avant d'engager une campagne de mesures, il est recommandé de rassembler des informations concernant l'environnement du système, afin de faciliter l'installation correcte de l'appareil de mesure, son fonctionnement, et l'analyse. Les éléments communs à toutes les études comprennent entre autres:

- données du système électrique (schémas unifilaires, spécification du transformateur, raccordement du transformateur, niveaux de court-circuit, taille et localisation de la batterie de condensateurs, données réseau, données de charge, mise à la terre, etc.);
- les évolutions dans la topologie de l'installation au fil du temps (par exemple état des bancs de condensateurs de compensation de l'énergie réactive, charges, transformateurs en/hors service, etc.);
- charges perturbatrices connues, régime nominal et de fonctionnement.

B.3.3 Campagne de mesure sur le site d'un client

Pour les campagnes sur une installation du client, en plus des informations mentionnées ci-dessus, il est utile de rassembler des informations sur tous les problèmes rencontrés. Par exemple, la nature et les caractéristiques d'un équipement sensible, l'horodatage de tous les événements en correspondance avec une réduction de performance. Il convient de vérifier la coïncidence de ces événements avec des opérations au sein de l'installation ou sur le réseau.

B.3.4 Campagne de mesures sur un réseau

Les campagnes sur le réseau d'alimentation lui même nécessitent que les informations spécifiques au réseau soient collectées, en comprenant entre autres:

- les équipements de protection du réseau et leurs réglages
  - si les réglages sont changés pour quelque raison que ce soit pendant la durée d'une campagne, ceci peut impacter les statistiques de creux de tension, par exemple,
  - cela permet l'évaluation de scénarii alternatifs de protections basés sur les résultats d'étude;
- l'existence et les caractéristiques des signaux de télécommande centralisée (ou tout autre télécontrôle par le réseau) qui peuvent impacter les mesures;
- les caractéristiques des charges (par exemple, industriel, commercial, résidentiel ou combiné;
- protocole de fonctionnement du réseau, par rapport à la régulation ou au contrôle tension/puissance.

B.4 Raccordements et grandeurs à mesurer

B.4.1 Options de raccordement d'équipement

Il y a plusieurs décisions qu'il est nécessaire de prendre par rapport au raccordement de l'équipement de mesure. Celles-ci comprennent:

- mesures monophasées ou triphasées;
- raccordement phase-phase par rapport à phase-neutre ou phase-terre;
- mesures côté primaire ou à côté secondaire à proximité des transformateurs.

Ces décisions seront fortement influencées par les raisons de l'étude. Parfois, les exigences de raccordement peuvent être exprimées intrinsèquement par une norme particulière par rapport à laquelle l'étude est menée. Quel que soit le cas, il convient que le raccordement soit

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

effectué d'une manière qui est cohérente avec les exigences ou le raccordement de l'équipement affecté, en prenant en compte les questions de raccordement de transformateur.

Une observation générale qui peut être faite est que lors de la mesure de phénomènes de régime établi, tels que les harmoniques ou le papillotement, des mesures monophasées peuvent souvent être réalisées au lieu de mesures triphasées. Ceci est possible car ces phénomènes sont souvent raisonnablement équilibrés. Il convient de vérifier cette hypothèse en effectuant temporairement une mesure triphasée. Lorsque des creux de tension ou des surtensions temporaires sont la raisons principale de la surveillance, il est nécessaire de surveiller toutes les phases alimentant l'équipement affecté.

Lorsque des études générales sont menées avec un raccordement triphasé, et/ou qu'il y a plusieurs transformations de tension en aval du point de mesure, il est recommandé de raccorder l'équipement de mesure entre phase et neutre sur les systèmes mis à la terre, car les valeurs phase-phase peuvent souvent être déduites soit dans l'instrumentation, soit hors ligne.

Lorsque ce n'est pas le cas, le mode de raccordement de l'équipement de surveillance doit être choisi en prenant en compte le mode de raccordement de l'équipement potentiellement affecté ainsi que les transformations successives de tension en aval.

B.4.2 Priorités: Grandeurs à mesurer

Les grandeurs à mesurer sont en général définies par les objectifs de la campagne, les normes de conformité concernées et d'autres facteurs. Pour les études général, il sera nécessaire, afin de préserver l'espace mémoire, d'identifier un ordre de priorité pour les grandeurs à surveiller. Par exemple

a) paramètres d'alimentation (*V, I, P, Q, S, DPF, TPF*, etc.),

b) creux/surtensions temporaires à fréquence industrielle,

c) tension harmonique,

d) courants harmoniques,

e) déséquilibre,

f) transitoires (par exemple commutation de bancs de condensateurs - basse fréquence),

g) papillotement («flicker»),

h) tensions et courants interharmoniques,

i) transmission de signaux.

NOTE DPF représente le facteur de puissance de déphasage, ou le cosinus de l'angle entre la tension fondamentale et le courant fondamental. TPF est le facteur de puissance réel, ou le rapport entre les watts et les volt-ampères.

Cet ordonnancement est un exemple; l'ordre de priorité réel dépend du but global et des objectifs d'une campagne de mesure particulière.

Une fois que les priorités sont établies et qu'un appareil de mesure basé sur ces priorités a été choisi, il est recommandé que le plus possible d'informations fournies par l'appareil de mesure puisse être utilisée. Il est généralement plus facile de supprimer des données après une étude que d'en déduire certaines lorsqu'une grandeur qu'on désire connaître a posteriori n'a pas été directement mesurée. Généralement les seules considérations impactant cette décision sont les capacités de stockage de l'équipement et les impacts coût/durée des communications.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

B.4.3 Mesures du courant

En général les clients sont responsables du courant que leur équipement tire ou injecte dans le réseau et le fournisseur est responsable de la tension d'alimentation. Ce fait peut être à la base d'une décision pour savoir quand mesurer les courants.

La mesure du courant est importante pour le concept d'évaluation d'émission. La mesure des amplitudes des courants harmoniques est normalement suffisante pour les tests de conformité. Pour d'autres types de mesure, la connaissance des angles de phase des courants harmoniques est importante, par exemple lors des études pour déterminer si les courants harmoniques d'une future installation, lorsqu'ils s'ajoutent aux courants harmoniques déjà existants, sont acceptables ou non. De plus, les informations sur les angles de phase entre les courants harmoniques et les tensions harmoniques aident à trouver des sources inconnues d'éventuels courants harmoniques déformants. La mesure précise des angles de phase nécessite une instrumentation appropriée, incluant des capteurs de tension et de courant, et peut devenir de plus en plus difficile avec l'augmentation des rangs harmoniques.

La mesure du courant peut être irremplaçable dans la détermination des sources/causes d'événements liés à la qualité de l'électricité, car elle peut aider à déterminer si la cause de l'événement est en amont ou en aval de l'appareil de mesure. Ceci est particulièrement vrai pour les creux de tension.

B.5 Sélection des seuils de mesure et de la période de mesure

B.5.1 Seuils de surveillance

Les seuils de mesure peuvent être déterminés par les indicateurs de qualité de l'électricité par rapport auxquels les résultats doivent être comparés, ou ils peuvent être déterminés par les exigences de charge. Encore une fois, les raisons de la conduite d'une étude de qualité de l'électricité doivent être consultées.

Il convient de prendre en compte la différence entre les seuils utilisés pour l'enregistrement d'une perturbation, par rapport aux seuils utilisés pour la caractérisation, la comptabilisation et l'analyse des événements.

De manière générale, il est recommandé que les seuils soient les plus resserrés possible (tout en évitant un déclenchement continu). Des seuils plus larges peuvent en effet ensuite être appliqués a posteriori sur des données enregistrées, mais des données manquées à cause de seuils trop lâches ne peuvent jamais être récupérées.

Il convient d'utiliser des seuils sur des références glissantes lors de mesures sur une partie non régulée du réseau. Par exemple des appareils de mesure déployés sur des câbles de distribution avec des changeurs de prise ou une régulation en tension basée sur une batterie de condensateurs peuvent s'avérer capables d'utiliser des seuils fixes. Il convient d'utiliser la méthode de référence glissante pour les systèmes de transmissions ou toute autre portion du réseau qui n'est pas directement régulée en tension.

B.5.2 Période de mesure

La période de surveillance sera déterminée par les raisons qui ont conduit à réaliser une étude de qualité de l'électricité. Par exemple, si les résultats doivent être comparés par rapport à des indices de qualité de l'électricité, il peut figurer dans ces indices des recommandations relatives à la période de surveillance.

Il est souvent utile de comparer les mesures de qualité de l'électricité au fil du temps, par exemple en comparant une année par rapport à l'année précédente. Si ce type de comparaison est utile, la période de surveillance peut être permanente.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Certaines normes peuvent spécifier des périodes minimales de mesure. Dans tous les cas, la mesure d'événements tels des creux de tension ou des surtensions temporaires requièrent en général des périodes de mesure plus longues afin de capturer suffisamment d'événements pour fournir des statistiques significatives (mois). Des événements plus rares tels que des coupures peuvent demander des périodes encore plus longues; en comparaison, pour les harmoniques et autres mesures en régime établi, l'information significative peut être enregistrée sur des périodes de temps relativement courtes (minimum une semaine).

Pour la vérification de conformité, il convient que la période de mesure soit déjà spécifiée dans la norme applicable. Pour des raisons pratiques, il peut s'avérer nécessaire d'interpréter la norme - par exemple: est il nécessaire de mesurer pendant un an pour assurer la conformité à l'EN 50160? Ceci doit-il être nécessairement continu ?

B.6 Analyse statistique des données mesurées

B.6.1 Généralités

Une méthode pertinente d'analyse statistique doit être choisie pour les données. Il est possible de sélectionner plusieurs méthodes statistiques en fonction du paramètre de qualité de l'électricité et des objectifs de mesure, mais les méthodes peuvent approximativement être classées en:

- méthodes qui comptent le nombre d'événements qui dépassent certains seuils, et
- méthodes qui agrègent un grand nombre de mesures en régime quasi permanent en un nombre unique ou quelques nombres.

Pour ces dernières méthodes, différents indicateurs possibles peuvent être choisis comme représentant la valeur agrégée la plus utile : valeur maximale, valeur à 99%, valeur à 95%, valeur moyenne, valeur minimale, etc. Dans de nombreuses références, la valeur de probabilité à 95% est considérée comme utile.

B.6.2 Indicateurs

Avant d'entamer une campagne de mesure, il est nécessaire de comprendre les indicateurs par rapports auxquels les résultats de la campagne vont être comparés. Ces informations aideront à déterminer la durée de la campagne, les seuils de déclenchement et l'analyse statistique des résultats. En l'absence d'une norme reconnue, il sera nécessaire de concevoir un ensemble spécifique d'indicateurs pour chaque campagne de mesure.

Beaucoup de travaux ont été menés de par le monde par diverses organisations professionnelles sur le sujet des indicateurs de qualité de l'électricité. Certaines des plus connues d'entre elles sont listées en bibliographie.

B.7 Application à la recherche de pannes

B.7.1 Généralités

La recherche de pannes liée à la qualité de l'alimentation est en général effectuée en réponse à des incidents ou problèmes. De ce fait, il est souvent souhaitable de produire des résultats le plus rapidement possible, plutôt que de produire des valeurs d'archives ou contractuelles. Ce besoin de diagnostic rapide ne doit toutefois par conduire à des conclusions prématurées ou non fondées.

En général, des échantillons temporels bruts non agrégés sont très utiles à la recherche de pannes, car ils permettent tout type de traitement ultérieur nécessaire, comme par exemple: signatures, ondelettes, etc. Toutefois, afin de réduire au minimum la quantité de valeurs à enregistrer et à étudier pour la recherche de pannes, il est souhaitable que l'appareil de

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

mesure puisse n'enregistrer et ne présenter que les données enregistrées juste avant, pendant et après un événement tel qu'un creux ou un transitoire.

B.7.2 Signatures de la qualité de l'alimentation

Les signatures sont des représentations graphiques des événements de qualité de l'alimentation, souvent accompagnées d'un tableau sommaire de caractéristiques numériques.

La forme la plus courante est un tracé dans le domaine temporel de la tension et du courant. D'autres formes telles que des affichages d'histogrammes d'harmoniques, des répartitions cumulatives de probabilité, etc., peuvent également être intéressantes. Les échelles courantes de signatures s'étendent de 100 µs à 30 jours. Un appareil permet en général de déterminer la meilleure échelle pour la présentation d'un événement de qualité de l'alimentation sur la base des caractéristiques et de la durée des événements.

Il est généralement admis que les signatures utiles montrent le signal avant, pendant et après l'événement (système à pré-déclenchement). En général, un quart du graphique est alloué au signal juste avant l'événement.

Ces signatures sont utiles pour les problèmes de recherche de pannes sur l'ensemble d'un réseau, y compris dans les installations d'un client. Elles sont en général utilisées pour identifier et localiser la source d'un événement et choisir une solution appropriée.

Un expert peut par exemple utiliser la signature d'un creux de tension pour déterminer que la cause est le démarrage d'un gros moteur en aval du point de contrôle, et choisir la solution appropriée. Bien que cet exemple porte sur les creux de tension, des ouvrages de référence courants définissent les signatures de centaines d'événements typiques: commutation de condensateurs de correction du facteur de puissance, coups de foudre, défauts du réseau de distribution et du réseau client, câblage desserré, arcs au niveau des contacts, interférences avec des émetteurs radioélectriques, circuits électroniques en commun avec le circuit de puissance des moteurs, etc.

Bien que de nombreux experts soient capables d'identifier les événements courants à partir de leur seule signature en tension, disposer également de signatures en courant augmente grandement la portée et la précision des jugements qui peuvent être faits au sujet d'un événement. De plus, les signatures en courant offrent des avantages en matière d'identification du sens de la cause d'une perturbation.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Annexe C
(informative)

Recommandations concernant les appareils de mesure

C.1 Généralités

La présente norme est une publication fondamentale en CEM. Des recommandations détaillées sur la performance de l'appareil de mesure, les méthodes de vérification de la performance, des grandeurs d'influence supplémentaires et autres informations similaires devraient en général se trouver dans une norme produit.

Cependant de telles normes produit ne sont pas encore disponibles et il est reconnu que les utilisateurs de la présente norme souhaitent concevoir, spécifier, tester ou sélectionner un appareil de mesure de qualité de l'électricité en utilisant la présente norme fondamentale. La présente annexe fournit des recommandations informatives.

Lorsque que les « normes produits » seront disponibles, cette annexe pourra être supprimée dans une future édition.

C.2 Résumé des exigences

Le Tableau C.1 fournit un résumé informatif des exigences pour les classes A et S. En cas de conflit entre le Tableau C.1 et les articles normatifs de la présente norme, les articles normatifs prévalent.

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Tableau C.1 – Résumé des exigences

Article, et paramètre	Classe	Méthode de mesure	Incertitude	Plage de mesure (1)	Plage de grandeur d'influence (2)	Méthode d'agrégation
5.1 Fréquence	A	Voir 5.1.1	±10 mHz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	N/R
	S	Voir 5.1.1	±50 mHz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51 Hz ~ 69 Hz	42,5 Hz ~ 57,5 Hz, 51Hz ~ 69 Hz	N/R
5.2 Amplitude de la tension	A	Voir 5.2.1	±0,1 % U_{din}	10 % ~150 % U_{din}	10 % ~200 % U_{din}	Voir 4.4 et 4.5
	S	Voir 5.2.1	±0,5 % U_{din}	20 % ~120 % U_{din}	10 % ~150 % U_{din}	Voir 4.4 et 4.5
5.3 Papillotement («flicker»)	A	CEI 61000-4-15	CEI 61000-4-15	0,2 ~ 10,0 P_{st}	0 ~ 20 P_{st}	CEI 61000-4-15
	S	CEI 61000-4-15	Voir 5.3.2	0,4 ~ 4,0 P_{st}	0 ~ 10 P_{st}	CEI 61000-4-15
5.4 Creux et surtensions	A	$U_{eff(1/2)}$	Amplitude ±0,2 % U_{din} Durée ± 1 période	N/A	N/A	N/R
	S	Voir 5.4.1	Amplitude ±1 % of U_{din} Durée +/- 1 période ou +/-2 périodes	N/A	N/A	N/R
5.5 Coupures de la tension	A	$U_{eff(1/2)}$	Durée ±1 cycle	N/A	N/A	N/R
	S	Voir 5.5.1	Durée ±1 période ou ±2 périodes	N/A	N/A	N/R
5.7 Déséquilibre	A	Composantes symétriques: U_2 et U_0	±0,15 %	0,5 % ~ 5 % u_2 0,5 % ~ 5 % u_0	0 % ~ 5 % u_2 0 % ~ 5 % u_0	Voir 4.4 et 4.5
	S	Composantes symétriques: U_2, et en option U_0	±0,3 %	1 % ~ 5 % u_2 1 % ~ 5 % u_0 si implémenté	0 % ~ 5 % u_2 0 % ~ 5 % u_0 si implémenté	Voir 4.4 et 4.5
5.8 Harmoniques de tension	A	Voir 5.8.1	CEI 61000-4-7 Classe I	10 % ~ 200 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	200 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	Voir 4.4 et 4.5
	S	Voir 5.8.1	200 % de CEI 61000-4-7 Classe II	10 % ~ 100 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	200 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	Voir 4.4 et 4.5
5.9 Interharmoniques de tension	A	Voir 5.9.1	CEI 61000-4-7 Classe I	10 % ~ 200 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	200 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	Voir 4.4 et 4.5
	S	SBM	SBM	SBM	200 % Classe 3 de la CEI 61000-2-4	Voir 4.4 et 4.5
5.10 Signaux de transmission	A	Voir 5.10.1	Voir 5.10.2	0 % ~ 15 % U_{din}	0 % ~ 15 % U_{din}	N/R
	S	SBM	SBM	SBM	0 % ~ 15 % U_{din}	N/R
5.12 Tensions haute/basse	A	Voir 5.12.1	Voir 5.12.2	Voir 5.12.2	N/A	Voir 4.4 et 4.5
	S	N/R	N/R	N/R	N/A	N/R
Tensions transitoires CEI 61180	A	N/R	N/R	N/R	6 kV crête Voir (3) ci-dessous	N/A
	S	N/R	N/R	N/R	N/R	N/A
Transitoires rapides CEI 61000-4-4	A	N/R	N/R	N/R	4 kV crête Voir (3) ci-dessous	N/A
	S	N/R	N/R	N/R	N/R	N/A

SBM = spécifié par le constructeur, **N/R** = pas d'exigence, **N/A** = non applicable

(1) L'appareil de mesure doit satisfaire les exigences d'incertitude pour les signaux dans la plage de mesure.

(2) L'appareil de mesure doit tolérer les signaux dans la plage de grandeur d'influence sans décaler la mesure des autres paramètres au delà de leurs exigences d'incertitudes, et sans dommage à l'appareil de mesure. L'appareil de mesure peut indiquer des dépassements pour des signaux supérieurs à la plage de mesure, jusqu'à la plage de la grandeur d'influence (mais sans inclure les transitoires et les transitoires rapides).

(3) Pour les transitoires et les transitoires rapide, il ne doit y avoir aucun effet sur aucune mesure après le transitoire. Les transitoires sont appliqués sur les terminaux de mesure, pas sur les terminaux de puissance de l'appareil de mesure.

NOTE Les méthodes de classe B ne sont pas incluses dans le tableau ci-dessus du fait qu'elles ne sont pas recommandées pour les nouveaux projets de développement. Les lecteurs sont informés que la classe B pourrait être supprimée dans une future édition de cette norme.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

C.3 Recommandations pour les essais

Les paramètres de qualité de l'électricité de la présente norme peuvent être regroupés en deux catégories: non-déclenchés et déclenchés. Les paramètres non déclenchés, par exemple incluent l'amplitude de l'alimentation, la fréquence, les harmoniques, le papillotement, le déséquilibre et les paramètres qui s'y rapportent. Les paramètres déclenchés incluent par exemple les creux de tension, les surtensions temporaires et les coupures.

Les essais en régime établi énoncés à l'Article 6 sont suffisants pour vérifier l'incertitude, la performance et la réponse aux grandeurs d'influence des paramètres non déclenchés. Cependant, les essais en régime établi énoncés à l'Article 6 ne garantissent pas complètement que tous les paramètres ont été implémentés correctement.

Pour les paramètres déclenchés et non déclenchés, une implémentation selon l'Article 5 peut être vérifiée avec des formes d'onde en régime non établi.

Par exemple, pour vérifier que la mesure de creux de tension d'un appareil de mesure est implémentée conformément à 5.4, une forme d'onde en régime non établi pourrait être utilisée afin de vérifier que les creux de tension sont mesurés en valeur efficace vraie. Une deuxième forme d'onde en régime non établi pourrait être utilisée pour vérifier que la valeur efficace vraie est calculée à chaque période; une troisième forme d'onde en régime non établi pourrait être utilisée pour vérifier que la valeur efficace vraie est mise à jour à chaque demi-période: une quatrième forme d'onde en régime non établi pourrait être utilisée pour vérifier que chaque demi-période est synchronisée indépendamment sur chaque voie, et un cinquième signal en régime non établi pourrait être utilisé pour vérifier que la profondeur et la durée sur des creux polyphasés sont correctement rapportées.

L'exemple donné au précédent paragraphe n'a pour objet que d'illustrer une recommandation. Une vérification complète de tous les paramètres pourrait exiger des essais avec des centaines de formes d'onde en régime non établi. (Alternativement, la vérification de l'implémentation de la méthode pourrait, dans certains cas être réalisée par une validation détaillée du micro-logiciel embarqué.)

La présente norme ne fournit pas de liste complète d'essais pour vérifier que les méthodes de mesure ont été implémentées correctement. Une telle liste pourrait dans le futur se trouver dans les normes de produits.

Egalement, pour certains paramètres et dans certaines classes, il existe des exigences comme quoi certains points doivent être "spécifiés par le constructeur". Pendant la vérification de performance, la conformité avec ce type d'exigence devrait être vérifiée par l'examen des spécifications publiées de l'appareil de mesure.

C.4 Recommandations sur le rapport d'essai

Rapporter qu'un appareil de mesure est conforme à la classe A, B ou S n'est pas suffisant.

Au minimum, il convient de rapporter également les points suivants:

– la plage acceptable de U_{din} et sa fréquence associée;
– tous les accessoires ou options qui peuvent s'avérer nécessaire pour la conformité;
– une liste de chacun des paramètres de la présente norme avec la classe vérifiée pour chaque paramètre.

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---
Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

Bibliographie

CEI 60044-1:1996, *Transformateurs de mesure – Partie 1: Transformateurs de courant*

CEI 60044-2:1997, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Transformateurs inductifs de tension*

CEI 60050-101, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 101: Mathématiques*

CEI 60050-300, *Vocabulaire Electrotechnique International – Mesures et appareils de mesure électriques et électroniques – Partie 311: Termes généraux concernant les mesures – Partie 312: Termes généraux concernant les mesures électriques – Partie 313: Types d'appareils électriques de mesure – Partie 314: Termes spécifiques selon le type d'appareil*

CEI 61000-2-8, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2-8: Environnement – Creux de tension et coupures brèves sur les réseaux d'électricité publics incluant des résultats de mesures statistiques*

CEI 61000-2-12, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2-12: Environnement – Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence et la transmission des signaux sur les réseaux publics d'alimentation moyenne tension*

CEI 61000-3-3:1994, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3-3: Limites – Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension, pour les matériels ayant un courant assigné inférieur ou égal à 16 A par phase et non soumis à un raccordement conditionnel*
Amendement 1 (2001)
Amendement 2 (2005)

IEC/TR 61000-3-6:2008, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems* (disponible en anglais seulement)

IEC/TR 61000-3-7:2008, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems* (disponible en anglais seulement)

CEI 61000-3-11:2000, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3: Limites – Section 11: Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension – Equipements ayant un courant appelé ≤ à 75 A et soumis à un raccordement conditionnel*

IEC/TR 61000-3-13, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems* (disponible en anglais seulement)

CEI 61010 (toutes les parties), *Règles de sécurité pour appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire*

CEI 61010-2-032, *Règles de sécurité pour appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire – Partie 2-032: Prescriptions particulières pour les capteurs de courant portatifs ou pris en main de mesurage et d'essais électriques*

CEI 61557-12, *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection – Partie 12: Dispositifs de mesure et de surveillance des performances (PMD)*

IEEE 1159:1995, *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*

EN 50160, *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution*

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS Not for Resale

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

Copyright International Electrotechnical Commission
Provided by IHS under license with IEC
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale